



SKRIPSI – ME141501

**KAJIAN TEKNIS DAN EKONOMIS BUNKERING LNG
UNTUK PEMENUHAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR
GAS KAPAL-KAPAL PELNI**

ADI MAS NIZAR
4212100100

Dosen Pembimbing:

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.
2. Dr. Made Ariana S.T., M.T.

Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



FINAL PROJECT – ME141501
TECHNICAL AND ECONOMICAL ASSESSMENT OF
LNG BUNKERING SYSTEM FOR PELNI VESSELS FUEL

ADI MAS NIZAR
4212100100

Supervisor:

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.
2. Dr. Made Ariana S.T., M.T.

Department of Marine Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN**KAJIAN TEKNIS DAN EKONOMIS BUNKERING LNG
UNTUK PEMENUHAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR
GAS KAPAL-KAPAL PELNI****SKRIPSI**

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Marine Reliability, Availability, Maintainability and
Safety (RAMS)*
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

ADI MAS NIZAR

4212100100

Disetujui oleh Pembimbing Skripsi:

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.
2. Dr. Made Ariana S.T., M.T.



**SURABAYA
JULI 2016**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

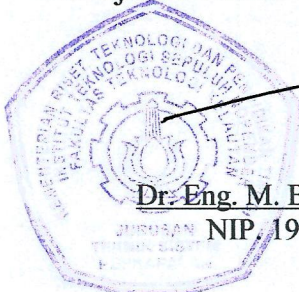
KAJIAN TEKNIS DAN EKONOMIS BUNKERING LNG UNTUK PEMENUHAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR GAS KAPAL-KAPAL PELNI

SKRIPSI

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Marine Reliability, Availability, Maintainability and
Safety (RAMS)*
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:
ADI MAS NIZAR
4212100100

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan



Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T., M.T.
NIP. 197708022008011007

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

JULI 2016
**KAJIAN TEKNIS DAN EKONOMIS BUNKERING LNG
UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN BAHAN BAKAR GAS
KAPAL-KAPAL PELNI**

Nama Mahasiswa : Adi Mas Nizar
NRP : 4212100100
Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan
Dosen Pembimbing :
1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.
2. Dr. Made Ariana S.T., M.T.

ABSTRAK

Penggunaan bahan bakar gas pada kapal mempunyai beberapa keuntungan. Selain dapat menghemat biaya operasional, bahan bakar gas dapat mengurangi emisi gas buang yang dihasilkan. Penggunaan bahan bakar gas juga sejalan dengan tujuan pemerintah dengan adanya PP No.55/2009 tentang pemanfaatan 25% alokasi dari produksi gas dalam negeri untuk penggunaan lokal, khususnya dalam bidang transportasi. Pengisian bahan bakar (bunkering) LNG pada umumnya dilakukan dengan tiga skema; truck to ship, onshore to ship dan ship to ship. Pada studi kasus PT. Pelni, guna memfasilitasi penggunaan gas pada armada kapal-kapalnya, sebelumnya perlu ditentukan di mana lokasi bunkering LNG yang akan dibangun dan skema apa yang dipraktekkan. Analisa penentuan lokasi bunkering LNG dengan memperhatikan frekuensi berlabuh setiap kapal pada setiap pelabuhan dan kebutuhan bunkering LNG itu sendiri. Kebutuhan bunkering LNG didapat dari hasil konversi kebutuhan bahan bakar minyak menjadi bahan bakar gas memakai asumsi bahwa motor diesel dimodifikasi menjadi dual fuel engine menggunakan konverter dengan rasio bahan bakar HSD dan LNG sebesar 50:50. Dari hasil penjumlahan kebutuhan bunkering LNG dan jumlah

kunjungan, pelabuhan diurutkan dalam beberapa skenario lokasi. Skenario I akan memakai Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar, Ambon dan Sorong sebagai pelabuhan bunkering LNG. Skenario II akan memakai enam pelabuhan pada skenario I ditambah dengan Bau-bau. Skenario III akan memakai tujuh pelabuhan pada skenario II ditambah dengan Jayapura. Pemilihan skema bunkering yang dipakai menggunakan pembobotan dengan metode Analytical Hierarachy Process (AHP) dengan kriteria yang dipakai: teknis, keselamatan dan biaya. Dari hasil pembobotan didapat skema truck to ship yang akan dipakai. Terakhir pada studi kali ini adalah kajian ekonomis yang dilakukan pada sisi penyedia LNG dan pemilik kapal. Penyedia LNG memerlukan Capital Expenditure (CAPEX) berupa fasilitas terminal penerima LNG dan truk sebagai media bunkering. Pada pemilik kapal CAPEX berupa biaya modifikasi dan pemasangan tangki LNG pada kapal. Keuntungan penyedia LNG berupa margin penjualan LNG, sedangkan pemasukan pada pemilik kapal berupa penghematan biaya operasional pada bahan bakar. Dari hasil perhitungan, penyedia LNG akan dapat melakukan investasi pada margin mulai dari \$3. Pemilik kapal berhasil melakukan penghematan pada harga pembelian LNG maksimal di \$11 dan harga beli HSD di \$0.55.

Kata kunci: bunkering LNG, dual fuel, AHP, kajian ekonomis

TECHNICAL AND ECONOMICAL ASSESSMENT OF LNG BUNKERING SYSTEM FOR PELNI VESSEL FUEL

Name : **Adi Mas Nizar**
ID : **42121001000**
Department : **Marine Engineering**
Supervisors :
1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.
2. Dr. Made Ariana S.T., M.T.

Abstract:

The use of fuel gas on ship has several advantages. In addition to lower operational cost, using gas fuel can reduce emissions. The use of fuel gas on ship also support to government regulation base on PP No.55/2009 about using 25% gas allocation of production for domestic use. LNG bunkering done by three types; truck to ship, onshore to ship, and ship to ship. The first thing to decide is where the bunkering process and what types of bunkering process will be done. Analysis of LNG bunkering location based on the frequency of berthing of ships and bunkering demand on each ports. The LNG bunkering demand is calculated by conversion of HSD demand to LNG demand. The conversion done with assumption that diesel engine is modified into a dual fuel engine using a converter with the ratio of HSD and LNG fuel at 50:50. The result from the total of LNG bunkering and berth frequency is three scenario of location of LNG bunkering. The first scenario will use Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar, Ambon and Sorong as LNG bunkering port. The second scenario will use six ports at the first scenario and Bau-bau. The third scenario will use seven ports at the second scenario and Jayapura. The selection of bunkering type use Analytical Hierarchy Process (AHP). Criteria that use in selection process are technical, safety and cost. The selection result is truck to ship. Economic assessment is done in two types; from the LNG supplier and ship owner. Capital Expenditure (CAPEX) required for LNG supplier are LNG receiving terminal

facility and trucks. CAPEX required for ship owner are LNG Tanks, engine converter and modification cost. LNG supplier's profit is from LNG selling margin and ship owner's profit is from fuel cost saving. From the calculation, LNG supplier will get profit when the LNG margin at least \$3 /mmbtu and ship owner can make saving if the LNG price is \$11/ mmbtu and HSD price is \$0.55 (non-subsidy).

Keyword: LNG bunkering, dual fuel, AHP, economic

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	v
ABSTRAK	ix
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR GAMBAR	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Tempat Pelaksanaan	3
I.3 Perumusan Masalah.....	3
I.4 Batasan Masalah.....	3
I.5 Tujuan Penulisan	4
I.6 Manfaat Skripsi	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
II.1 Pengetahuan Umum LNG	5
II.2 Sistem Bunkering	5
II.3 Analisa Kebutuhan LNG	8
II.4 Dual Fuel.....	9
II.5 Dual Fuel Kapal Pelni	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	23
III.1 Perumusan Masalah.....	23
III.2 Studi Literatur.....	23
III.3 Pengumpulan data	23
III.4 Penentuan Lokasi Bunkering.....	23
III.5 Analisa Kebutuhan LNG	24
III.6 Pemilihan Sistem Bunkering	24
III.7 Desain Fasilitas Sistem Bunkering.....	24
III.8 Kajian Keekonomian	25
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN.....	27
IV.1 Penentuan Lokasi Bunkering LNG	27
IV.2 Perhitungan Kebutuhan Gas	40

IV.3	Pemilihan Sistem Bunkering	46
IV.4	Desain Sistem Bunkering	60
IV.5	Kajian Ekonomi.....	71
BAB V	KESIMPULAN	87
V.1	Kesimpulan.....	87
V.2	Saran.....	88
DAFTAR PUSATAKA.....		91

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Rute Kapal Pelni.....	12
Tabel 2.2 Kapal Pelni Berdasarkan Mesin Induk	16
Tabel 3.1 Perhitungan Frekuensi	24
Tabel 4.1 Urutan Frekuensi Berlabuh Kapal	28
Tabel 4.2 Jadwal KM. Ciremai 10-12 Oktober 2015	30
Tabel 4.3 Spesifikasi Mesin Induk KM. Ciremai	31
Tabel 4.4 Spesifikasi Mesin Bantu KM. Ciremai.....	31
Tabel 4.5 Kebutuhan LNG KM. Ciremai	34
Tabel 4.6 Kebutuhan Gas Semua Kapal.....	35
Tabel 4.7 Urutan Berdasarkan Kebutuhan Gas dan Frekuensi.....	37
Tabel 4.8 Urutan Setelah diseleksi	37
Tabel 4.9 Pemilihan Lokasi Skenario I	38
Tabel 4.10 Pemilihan Lokasi Skenerio II	39
Tabel 4.11 Skenario III.....	40
Tabel 4.12 Ukuran LNG ISO Tank	41
Tabel 4.13 Tabel Kebutuhan Tangki LNG.....	41
Tabel 4.14 Nilai Pembobotan	50
Tabel 4.15 Hasil Pembobotan Antar Kriteria	51
Tabel 4.16 Hasil Pembobotan Kriteria Teknis	51
Tabel 4.17 Hasil Pembobotan Kriteria Keselamatan	52
Tabel 4.18 Hasil Kuisioner Kriteria Biaya	53
Tabel 4.19 Hasil Kuisioner Durasi Bunkering	53
Tabel 4.20 Hasil Kuisioner Kemudahan Bunkering.....	54
Tabel 4.21 Hasil Kuisioner Kepadatan Lalu Lintas	54
Tabel 4.22 Hasil Kuisioner Jarak LNG Storage - Pelabuhan.....	54
Tabel 4.23 Hasil Kuisioner Keselamatan Jiwa.....	54
Tabel 4.24 Hasil Kuisioner Keselamatan Aset.....	54
Tabel 4.25 Hasil Kuisioner Biaya Investasi	54
Tabel 4.26 Hasil Kuisioner Biaya Operasional	55
Tabel 4.27 Hasil Kuisioner Waktu Implementasi	55
Tabel 4.28 Spesifikasi Truk LNG	64

Tabel 4.29 Spesifikasi Pompa Truk LNG	64
Tabel 4.30 Spesifikasi Tangki LNG	65
Tabel 4.31 Roundtrip Cluster I.....	66
Tabel 4.32 Roundtrip Cluster II	67
Tabel 4.33 Kebutuhan Tangki LNG.....	67
Tabel 4.34 Kebutuhan LNG setiap Cluster (m ³)	68
Tabel 4.35 Ringkasan NFPA 59A.....	68
Tabel 4.36 Luas Tanah	71
Tabel 4.37 CAPEX Fasilitas Sorong pada Skenario III	72
Tabel 4.38 OPEX Fasilitas Bunkering Sorong pada Skenario III	73
Tabel 4.39 Operasional LNG Tanker pada Cluster I.....	73
Tabel 4.40 Perhitungan pemasukan di margin \$3 dan \$3.5.....	74
Tabel 4.41 Perhitungan Pemasukan di Margin \$1.5 dan %2.....	75
Tabel 4.42 Pajak Badan Usaha.....	77
Tabel 4.43 CAPEX KM. Ciremai pada Skenario Bunkering III	80
Tabel 4.44 Penghematan pada KM. Ciremai.....	81
Tabel 4.45 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario I	83
Tabel 4.46 Keekonomian Kapal Pada Skenario I.....	83
Tabel 4.48 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario II	84
Tabel 4.49 Rangkuman Keekonomian Kapal Pada Skenario II	84
Tabel 4.50 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario III.....	85
Tabel 4.51 Rangkuman Keekonomian Kapal Pada Skenario III	86

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Jumlah Eksport LNG per Negara 2013.....	2
Gambar 1.2 Rute Pelayaran PELNI	3
Gambar 2.1 Proses Bunkering LNG Opsi Onshore ke kapal	6
Gambar 2.2 Proses Bunkering LNG Opsi Truk ke Kapal	7
Gambar 2.3 Gambar 5 Proses Bunkering Opsi Ship to Ship.....	8
Gambar 2.4 Sistem Bahan Bakar LNG	11
Gambar 2.5 Pemakaian LNG pada rute pelayaran KM. Ciremai	12
Gambar 2.6 Posisi Kilang LNG di Indonesia Wilayah Timur	18
Gambar 2.7 Susunan Hirarki Metode AHP	19
Gambar 3.1 Alur Metodologi Penelitian	26
Gambar 4.1 Rancangan Umum KM. Awu	44
Gambar 4.2 Rancangan Umum KM. Dempo	44
Gambar 4.3 Rancangan Umum KM. Dobonsolo	45
Gambar 4.4 Rancangan Umum KM. Labobar.....	46
Gambar 4.5 Jarak Pelabuhan – Sumber LNG	47
Gambar 4.6 Kriteria Pemilihan Sistem Bunkering.....	48
Gambar 4.7 Hasil Expert Choice 11	55
Gambar 4.8 Performance Sensitivity.....	56
Gambar 4.9 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 100%	57
Gambar 4.10 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 50%	57
Gambar 4.11 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 0.5%	57
Gambar 4.12 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 100% ..	58
Gambar 4.13 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 50%	58
Gambar 4.14 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 0.5% ...	59
Gambar 4.15 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 100%	59
Gambar 4.16 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 50%	60
Gambar 4.17 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 0.5%	60
Gambar 4.18 PFD Pengisian Truk LNG	63
Gambar 4.19 P&ID Bunkering.....	63
Gambar 4.20 Truck LNG	64

Gambar 4.21 Layout Terminal Penerima Kategori I.....	69
Gambar 4.22 Layout Terminal Penerima Kategori II	70
Gambar 4.23 Layout Terminal Penerima Kategori III	70
Gambar 4.24 Layout 3D Terminal Kategori III (5 -6 Tangki)	71
Gambar 4.25 Grafik IRR Skenario I	83
Gambar 4.26 Grafik IRR Skenario II	85
Gambar 4.27 Grafik IRR Skenario III.....	86

BAB I

PENDAHULUAN

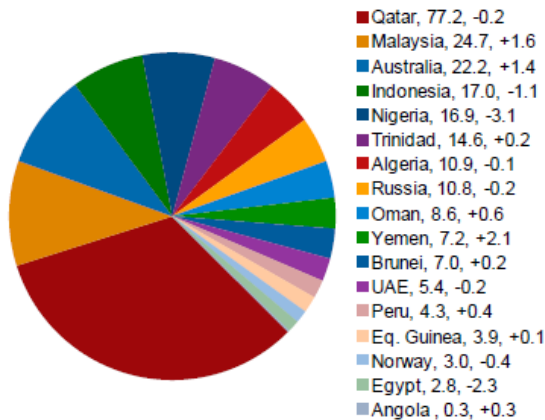
I.1 Latar Belakang

Ketergantungan terhadap penggunaan bahan bakar minyak menjadi salah satu alasan menipisnya cadangan minyak bumi. Krisis ini diperkuat oleh bertambahnya kebutuhan industri yang semakin meningkat akan minyak bumi. Kondisi ini berdampak juga pada bidang perkapalan karena konsumsi minyak bumi cukup besar untuk bahan bakar penggerak kapal. Misalnya adalah PT. Perusahaan Pelayaran Nasional Indonesia (Pelni) yang menggunakan bahan bakar minyak 33.4 juta liter per bulan untuk armada kapal penumpang, (www.indonesiaferry.co.id).

Dengan semakin tingginya harga bahan bakar sama sekali tidak menguntungkan industri pelayaran karena hampir seluruh kapal yang beroperasi masih menggunakan bahan bakar minyak bumi. Dengan kondisi seperti ini, produsen mesin kapal mencoba untuk mencari alternatif lain pengganti minyak bumi. Beberapa produsen sudah berhasil mengkomersilkan mesin yang berbahan bakar *dual fuel*. Bahan bakar yang digunakan adalah kombinasi dari minyak dan LNG.

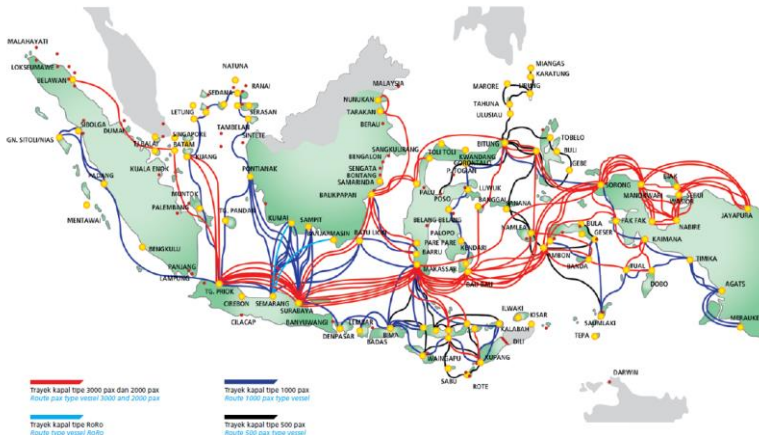
LNG sendiri adalah gas alam yang telah diproses dan dicairkan pada temperatur -162°C . Beberapa keuntungan memakai LNG sebagai bahan bakar adalah ramah lingkungan karena kandungan karbon yang lebih rendah dibandingkan dengan bahan bakar mentah yang saat ini masih banyak digunakan dan dapat mengurangi sulfur oksida (SO_x). Keuntungan yang lainnya dalam sisi ekonomi adalah LNG lebih murah.

Indonesia termasuk negara penghasil gas alam dengan jumlah ekspor LNG sebesar 17.0 MTPA (IGU World LNG Report 2014). Lokasi penghasil sekaligus terminal di antaranya Bontang (Kalimantan Timur), Arun (Aceh), dan Tangguh (Papua). Selain lokasi tadi masih banyak lagi penghasil gas alam yang ada di Indonesia, termasuk *West Madura Offshore (WMO) Block*.



Gambar 1.1 Jumlah Ekspor LNG per Negara 2013

Sejalan dengan Peraturan Pemerintah No. 55/2009 dimana kebijakan ini dibahas mengenai alokasi gas bumi sebesar 25% dari hasil produksi, Indonesia mulai membangun beberapa terminal penerima guna memfasilitasi industri yang sudah menggunakan LNG seperti pembangkit listrik. Guna mendukung pemanfaatan gas alam di sektor transportasi, diperlukan kajian sistem *bunkering* LNG untuk bahan bakar kapal. Studi kasus yang dipakai adalah armada kapal penumpang milik PT. Pelni, ditinjau dari segi teknis berupa sistem *bunkering* dan sistem yang ada pada kapal. Kajian kali ini dengan rencana PT. Pelni yang bekerja sama dengan PT. Perusahaan Gas Negara (PGN) untuk menkonversi bahan bakar minyak ke bahan bakar gas untuk kapal-kapal yang dioperasikan Pelni.



Gambar 1.2 Rute Pelayaran PELNI
(Sumber: Annual Report PELNI 2014)

I.2 Tempat Pelaksanaan

Tempat yang direncanakan dalam mendapatkan informasi dan data-data guna mendukung tugas akhir ini adalah:

1. Laboratorium Keandalan dan Keselamatan, Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS

I.3 Perumusan Masalah

1. Bagaimana menentukan lokasi *bunkering* LNG?
2. Bagaimana menganalisa kebutuhan LNG pada setiap kapal?
3. Bagaimana menentukan sistem *bunkering* yang dipakai?
4. Bagaimana desain sistem *bunkering* LNG yang direncanakan?
5. Bagaimana keekonomian sistem *bunkering* dan penggunaan LNG yang direncanakan?

I.4 Batasan Masalah

1. Rute kapal Pelni yang dipakai adalah rute bulan Oktober 2015.
2. Ratio penggunaan bahan bakar minyak dan gas pada mesin adalah 50:50.

I.5 Tujuan Penulisan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk:

1. Mengetahui pelabuhan yang akan dipakai untuk *bunkering* LNG.
2. Mengetahui kebutuhan LNG pada setiap kapal.
3. Mengetahui sistem *bunkering* yang dipakai.
4. Mendesain sistem *bunkering* LNG pada setiap pelabuhan *bunkering* yang terpilih, dalam bentuk P&ID dan *engineering layout*.
5. Mengkaji keekonomian dari sistem *bunkering* LNG.

I.6 Manfaat Skripsi

Dari penelitian yang akan dilakukan, diharapkan dapat memberikan manfaat bagi berbagai pihak. Adapun manfaat yang diperoleh antara lain:

1. Pelabuhan yang akan dijadikan *bunkering* LNG.
2. Kebutuhan LNG pada kapal dan pelabuhan *bunkering*.
3. Desain P&ID dan *engineering layout bunkering* LNG pada masing-masing pelabuhan terpilih.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Pengetahuan Umum LNG

LNG (*Liquified Natural Gas*) adalah gas alam (metana-CH₄) yang suhunya diturunkan sampai dengan -162°C pada tekanan atmosfer sehingga gas menjadi cair dan volumenya akan mengalami pengurangan volume 1/600 kali volume asal. Karena komposisi utama LNG adalah metana, sehingga mempunyai kandungan kalori yang tinggi, yaitu sekitar 12.000 kkal/kg. Kandungan ini lebih tinggi dari bahan bakar fosil lain seperti batubara dan minyak tanah. LNG menawarkan kepadatan energi yang sebanding dengan bahan bakar diesel dan menghasilkan polusi lebih sedikit. Sedangkan kekurangan LNG adalah biaya produktif yang relatif tinggi dan kebutuhan penyimpanannya yang menggunakan tangki *cryogenic* dinilai mahal. LNG kini mulai digunakan sebagai bahan bakar pada kapal, baik dikombinasikan dengan bahan bakar minyak maupun sepenuhnya berbahan bakar LNG.

II.2 Sistem Bunkering

Bunkering adalah proses memindahkan bahan bakar di kapal, baik pemindahan baik pengisian maupun mengeluarkan. *Bunkering* pada umumnya dilakukan dengan sistem *onshore to ship* dan *ship to ship*. Pada studi yang dilakukan ABS, opsi bunkering diantaranya adalah *onshore to ship*, *ship to ship*, dan *truck to ship*. Setiap kapal memiliki daya mesin dan rute pelayaran yang berbeda sehingga kebutuhan bahan bakar setiap kapal berbeda. Sehingga ukuran dan tipe kapal mempengaruhi opsi mana yang sesuai untuk bunkering.

II.3.1 Onshore to Ship

Opsi *bunkering onshore to ship* sesuai jika permintaan akan LNG *bunkering* besar dan rencana investasi jangka panjang. Proses bunkering ini juga dapat dimanfaatkan jika pada daerah *bunkering*

juga terdapat konsumen lain yang memerlukan pasokan LNG. Kekurangan dari opsi ini adalah ukuran terminal untuk *bunkering* yang terbatas untuk ukuran kapal.



Gambar 2.1 Proses *Bunkering* LNG Opsi Darat ke Kapal
(Sumber: ABS – *Bunkering of Liquefied Natural Gas Fueled Marine Vessel in North America*)

II.3.2 Truck to Ship

Proses *bunkering* dengan menggunakan metode *truck to ship* merupakan opsi yang efektif untuk jangka pendek jika permintaan akan *bunkering* LNG masih sedikit. Kekurangan dari opsi ini adalah kapasitas yang kecil, sehingga *bunkering* melalui *ship to ship* lebih cocok digunakan pada kapal-kapal membutuhkan LNG dalam kapasitas kecil.

Secara umum proses *bunkering* sangat sederhana. *Bunkering* dapat dilakukan di tempat bongkar muat selama dermaga memadai. LNG dari truk dialirkan melalui *flexible hose*.



Gambar 2.2 Proses Bunkering LNG Opsi Truk ke Kapal
(Sumber: AGA – Seagas LNG Distribution to Viking Grace)

II.3.3 Ship to Ship

Bunkering dengan opsi *ship to ship* dapat dilakukan disepanjang dermaga ketika kapal sedang bersandar, atau mungkin ketika kapal kargo sedang lego jangkar. Opsi *bunkering* kapal ke kapal juga dapat dilakukan ketika kapal sedang di tengah laut. Ditinjau dari kapasitas dan lokasi *bunkering* yang digunakan, opsi kapal ke kapal sangat fleksibel. Kendalanya adalah besarnya investasi awal yang harus dikeluarkan untuk pengadaan *bunker vessel*.



Gambar 2.3 Gambar 5 Proses Bunkering Opsi Ship to Ship
(Sumber: AGA – SEAGAS LNG Distribution to Viking Grace)

II.3 Analisa Kebutuhan LNG

Dengan diketahuinya jarak pelayaran dan lokasi *bunkering* LNG yang sudah ditentukan diawal, maka dapat diketahui kebutuhan bahan bakar yang dibutuhkan untuk melakukan pelayaran dari satu pelabuhan ke pelabuhan berikutnya.

Selain menghitung kebutuhan bahan bakar untuk mesin pokok, diperlukan juga perhitungan untuk kebutuhan mesin bantu. Karena pada kapal penumpang seperti pada studi kali ini, kebutuhan listrik di kapal cukup besar sehingga memerlukan kapasitas mesin bantu yang besar.

Banyaknya konsumsi bahan bakar yang dibutuhkan dapat dihitung berdasarkan perkalian SFOC (*Specific Fuel Oil Consumption*) dengan jarak pelayaran dan besarnya *engine power*.

$$FC = BHP \times SFOC \times t \quad (2.1)$$

Dimana

FC : Konsumsi bahan bakar (gr)

BHP : Power motor induk (kw)

SFOC : *Specific Fuel Oil Consumption* (gr/kWh)

t : Waktu (jam)

Untuk bahan bakar gas, langkah selanjutnya harus melakukan perbandingan antara bahan bakar minyak dan bahan bakar LNG dilihat dari *Lower Heating Value (LHV)* dari masing-masing jenis bahan bakar. Misalnya untuk HSD mempunyai LHV sebesar 43.71 mj/kg dan LNG dengan LHV 50.81 mj/kg.

Sehingga perhitungan kebutuhan LNG dapat dirumuskan sebagai Persamaan 2.2.

$$Q_{HSD\ Eng} = LHV_{HSD}(MJ/kg) \times Fuel\ consump\ (kg) \quad (2.2)$$

Setelah mendapatkan nilai $Q_{HSD\ engine}$, selanjutnya dilakukan perhitungan untuk kebutuhan bahan bakar gas

$$Q_{LNG\ Engine} = Q_{HSD\ engine}\ (MJ) \times Fuel\ ratio \quad (2.3)$$

Dimana *fuel ratio* adalah perbandingan bahan bakar gas dan bahan bakar minyak yang dipakai, pada studi kali ini memakai ratio 50:50.

$$LNG_{consumption} = Q_{LNG\ engine}\ (MJ) / LHV_{LNG}\ (mj/kg) \quad (2.4)$$

Sehingga dari Persamaan 2.4 di atas dapat diketahui berapa jumlah LNG yang diperlukan dalam besaran volume. (Fitra, 2015)

II.4 Dual Fuel

Sebagian besar mesin penggerak utama pada kapal menggunakan *diesel engine*. *Diesel engine* dianggap paling cocok karena memiliki tingkat efisiensi termal yang mampu dicapai (hingga 48%) dan rendahnya emisi NO_x yang ditimbulkan (hingga 3 kg/kWh). Mesin *dual fuel* memakai dua sistem bahan bakar di mana LNG sebagai bahan bakar utama dan HSD sebagai bahan bakar cadangan, yang artinya HSD digunakan pada saat tertentu contohnya saat kapal bermanuver dan mesin mulai beroperasi.

LNG dalam bentuk cair dialirkan menuju evaporator dan dipanaskan sampai mencapai suhu 0°C sehingga berubah fase dari

cair menjadi gas. Gas lalu didistribusikan dengan menggunakan Gvu (*Gas Valve Unit*) yang diletakkan antara LNG *tank* dan mesin dengan jarak maksimum 10 meter.

Bahan bakar utama adalah gas, sehingga emisi yang dihasilkan dari pembakaran lebih baik dibandingkan dengan *diesel*. Mesin *dual fuel* bekerja berdasarkan siklus otto, gas alam dengan tekanan rendah (kurang dari 5 bar) ditambahkan pada katup *intake* (katup udara) setiap silinder pada saat langkah *intake*.

Mesin *diesel* yang sudah ada dapat dikonversi menjadi mesin *dual-fuel* dengan menggunakan konverter. Tetapi biaya peralatan konversi mirip dengan biaya mesin baru, meskipun instalasi mungkin lebih murah dan mudah. Ketika mengkonversi dari mesin *diesel* agar dapat memakai gas alam, biaya terbesar adalah pemasangan tangki penampung LNG, pipa, dan sistem keselamatan.

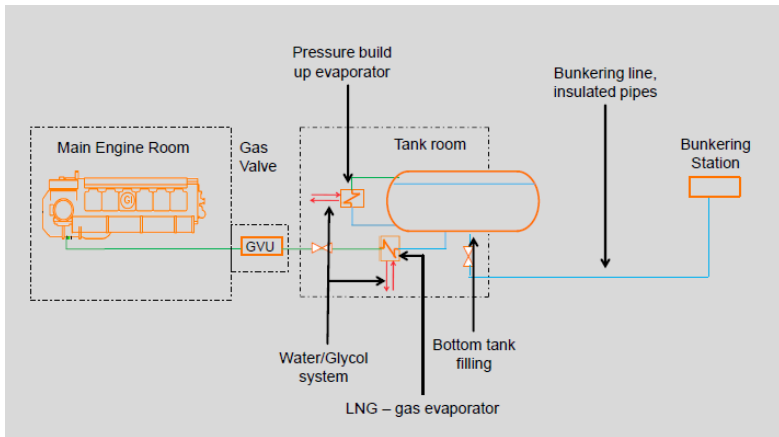
Dengan besarnya modal yang diperlukan, keputusan mengkonversi kapal yang sudah ada untuk dapat menggunakan LNG akan sangat tergantung pada penghematan penggunaan bahan bakar setelah itu. Pengoperasian kapal dan penggunaan bahan bakar, harga LNG, dan biaya konversi awal. Keuntungan tentunya akan didapat dengan pengoperasian kapal yang ditingkatkan, biaya pembelian LNG yang murah dengan memanfaatkan kelebihan LNG di terminal LNG, dan biaya konversi yang lebih rendah.

II.2.1 Komponen

Pada umumnya komponen pada sistem bahan bakar LNG di kapal terdiri dari tangki yang ada di *tank room*, gas evaporator, gvu (*gas valve unit*), dan *main engine* sendiri.

1. *Gas Valve Unit* (GVU)

Gas valve unit bertugas sebagai katup yang mengatur tekanan gas yang masuk ke *main engine*. GVU juga melakukan pengecekan awal terhadap kebocoran sebelum *main engine* dioperasikan. Komponen pada GVU adalah manual *shut off valve*, *gas filter*, *pressure control valve*, *nitrogen inerting valves*, dan *ventilation valves*.



Gambar 2.4 Sistem Bahan Bakar LNG
(Sumber: Wartsila – LNG Session Presentation)

2. Evaporator

Evaporator mempunyai fungsi untuk mengubah LNG yang masuk pada suhu -162°C dalam bentuk cair menjadi bentuk gas.

4. Tangki

Dari beberapa tipe tangki LNG yang ada, tipe C paling banyak digunakan pada *retrofitting* kapal dari *single fuel* menjadi *dual fuel*. Tipe C mudah dalam pengaturan dan penempatan dimana bisa diletakkan pada *deck* kapal.

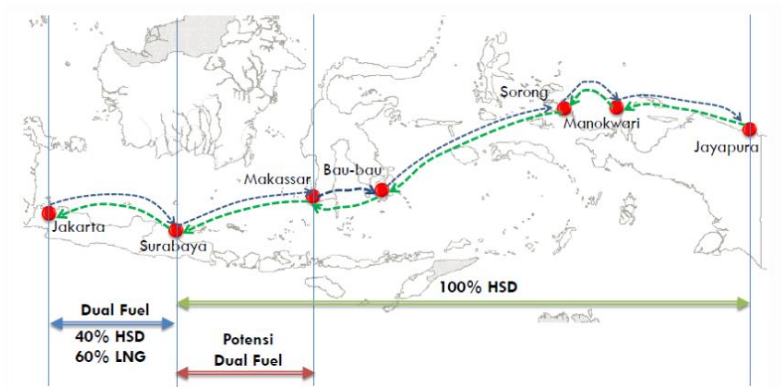
5. Konverter

Konverter kit diperlukan ketika *dual fuel* diaplikasikan pada mesin yang sebelumnya beroperasi dengan bahan bakar minyak. Pada saat ini konnverter kit di pasaran telah mendukung semua putaran mesin baik *low*, *medium* dan *high speed*. Beberapa produsen konverter diantaranya adalah Compa, Heinzmann dan Bosch.

II.5 Dual Fuel Kapal Pelni

Pelni berencana mengaplikasikan *dual fuel* untuk kapal penumpangnya yang sekarang masih memakai bahan bakar

minyak. Sebagai percobaan awal, dipilih KM. Ciremai sebagai kapal yang akan memakai sistem *dual fuel*. Adapun rute pelayaran dan skema pemakaian gas dalam pelayaran terdapat pada gambar.



Gambar 2.5 Pemakaian LNG pada rute pelayaran KM. Ciremai
(Sumber: Pelni Pioneering LNG as Fuel for Shipping, 2015)

Adapun dalam tugas akhir yang akan dikerjakan terbatas hanya menganalisa rute kapal pelni yang melayani wilayah tengah dan timur.

Tabel 2.1 Rute Kapal Pelni
(Sumber: Jadwal Pelayaran Pelni Oktober 2015)

KM. Awu	KM. Binaiya	KM. Bukit Raya	KM. Bukit Siguntang
Kumai	Sampit	Tg. Priok	Tarakan
Surabaya	Semarang	Belinyu	Nunukan
Denpasar	Batulicin	Kijang	Balikpapan
Bima	Barru	Letung	Pare-pare
Waingapu	Belang	Tarempa	Makassar
Ende	Bontang	Natuna	Maumere
Sabu	Balikpapan	Midai	Lewoleba
Rote	Tanah Grogot	Serasan	Kupang

KM. Awu	KM. Binaiya	KM. Bukit Raya	KM. Bukit Siguntang
Kupang Larantuka Kalabahi		Pontianak Surabaya	
KM. Ciremai	KM. Dobonsolo	KM. Dorolonda	KM. G. Dempo
Tg. Priok Surabaya Makassar Bau-bau Sorong Manokwari Serui Jayapura	Tg. Priok Surabaya Makassar Bau-bau Sorong Manokwari Jayapura	Surabaya Balikpapan Pantoloan Toli-toli Amurang Bitung Ternate Sorong Manokwari Nabire Serui Biak Jayapura	Tg. Priok Surabaya Makassar Ambon Sorong Biak Jayapura
KM. Kelimutu	KM. Kelud	KM. Labobar	KM. Lambelu
Surabaya Denpasar Bima Makassar Bau-bau Wanci	Belawan Tg. Balai Batam Tg. Priok	Surabaya Makassar Sorong Manokwari Wasior Nabire	Nunukan Tarakan Pantoloan Balikpapan Pare-pare Makassar

KM. Kelimutu	KM. Kelud	KM. Labobar	KM. Lambelu
Ambon		Jayapura	Maumere
Banda			Lewoleba
Saumlaki			
Tual			
Dobo			
Timika			
Agats			
Merauke			

KM. Lawit	KM. Leuser	KM Nggapulu	KM. Pangrango
Kijang	Pontianak	Makassar	Kisar
Tg. Pandan	Semarang	Bau-bau	Moa
Tg. Priok	Kumai	Namlea	Tepa
Tg. Pandan	Surabaya	Ambon	Saumlaki
Pontianak	Sampit	Fak-fak	Ambon
Surabaya	Bawean	Sorong	Geser
Pontianak	Surabaya	Manokwari	Bula
Serasan		Wasior	
Midai		Nabire	
Natuna		Serui	
Tarempa		Jayapura	
Letung			

KM. Sangiang	KM. Sinabung	KM. Sirimau	KM. Tidar
Ambon	Tg. Priok	Semarang	Tg. Priok

KM. Sangiang	KM. Sinabung	KM. Sirimau	KM. Tidar
Namlea	Surabaya	Sampit	Surabaya
Sanana	Makassar	Surabaya	Makassar
Tertane	Bau-bau	Batulicin	Bau-bau
Bitung	Namlea	Makassar	Ambon
Siau	Ambon	Bima	Banda
Tahuna	Ternate	Labuan	Tual
Marore	Bitung	Larantuka	Dobo
Lirung		Kupang	Kaimana
Karatung		Kalabahi	Fak-fak
Miangas		Saumlaki	
		Tual	
		Dobo	
		Timika	
		Agats	
		Merauke	

KM. Tilongkabila	KM. Umsini	KM. Wilis
Denpasar	Kijang	Marapoko
Lembar	Tg. Priok	Selayar
Bima	Surabaya	Makassar
Labuan	Makassar	Bima
Makassar	Maumere	Labuan
Bau-bau	Larantuka	Waingapu
Raha	Lewoleba	Ende
Kendari	Kupang	Kupang
Kolonedale		
Luwuk		

KM. Tilongkabila	KM. Umsini	KM. Wilis
Banggai		
Gorontalo		
Bitung		

Kapal yang dioperasikan Pelni kebanyakan memakai mesin dari produsen MaK. Adapun pembagian kapal berdasarkan mesin yang dipakai diperlihatkan pada tabel di bawah.

Tabel 2.2 Kapal Pelni Berdasarkan Mesin Induk (Sumber: Pelni Pioneering LNG as Fuel for Shipping 2015)		
MaK 6MU601AK (6000 kW)	MaK 6M601C (6400 kW)	MaK 8M601CC (8400 kW)
KM. Tidar	KM. B. Siguntang	KM. Sinabung
KM. Umsini	KM. Ciremai	KM. Nggapulu
	KM. Dobonsolo	KM. Dorolonda
	KM. Lambelu	KM. Kelud
MaK 9M43 (8400 kW)	MaK 6M43C (6600 kW)	MaK 6MU453B (1600 kW)
KM. Labobar	KM. G. Dempo	KM. Kelimutu
		KM. Lawit
MaK 6MU453C (1600 kW)	MaK 8M20 (1200 kW)	Daihatsu
KM. Awu	KM. Pangrango	KM. Egon
KM. Bukit Raya	KM. Sangiang	
KM. Binaiya	KM. Wilis	
KM. Leuser		
KM. Sirimau		
KM. Tataimalu		
KM. Tilongkabila		

II.6 Metode AHP untuk Pemilihan Sistem Bunkering

Pemilihan sistem bunkering menggunakan metode MCDM (Multiple Criteria Decision Making). MCDM dibedakan menjadi MODM (Multiple Objective Decision Making) dan MCDM (Multiple Criteria Decision Making) yang bersifat. MADM menentukan alternatif terbaik dari berbagai alternatif. MODM memakai pendekatan optimasi.

Pada studi kali ini, AHP digunakan untuk pemilihan sistem bunkering yang akan dipakai di setiap pelabuhan bunkering yang terpilih. AHP merupakan suatu model pendukung keputusan yang dikembangkan oleh Thomas L. Saaty. Model Pendukung keputusan ini akan menguraikan masalah multi kriteria yang kompleks menjadi salah satu hirarki, dimana hirarki adalah representasi dari sebuah permasalahan dalam struktur multi level dimana level pertama adalah tujuan, yang diikuti level faktor, kriteria, sub kriteria hingga alternatif.

Metode AHP mempunyai tiga prinsip utama, yaitu *Decomposition*, *Comparative*, *Judgement*, dan *Logical Consistency*. Prosedur AHP adalah:

II.7.1 Dekomposisi Masalah

Dekomposisi masalah adalah langkah dimana suatu tujuan yang telah ditetapkan selanjutnya diuraikan secara sistematis ke dalam struktur yang menyusun rangkaian sistem hingga tujuan dapat dicapai secara rasional. Beberapa kriteria yang direncanakan akan dipakai yaitu:



Gambar 2.6 Posisi Kilang LNG di Indonesia Wilayah Timur

1. Lokasi Pasokan LNG

Untuk Indonesia wilayah timur, beberapa lokasi LNG plant yang dapat digunakan sebagai pasokan adalah Badak LNG di Bontang, dan Tangguh LNG di Teluk Bintuni.

2. Luas Area

Luas area yang digunakan sebagai lokasi *bunkering*. Pada sistem *bunkering* menggunakan *truck to ship*, lokasi *bunkering* harus mengakomodasi akses masuk truk ke area *bunkering*. Pada sistem *bunkering* menggunakan *onshore to ship*, diperlukan area yang cukup luas karena diperlukan tangki dan beberapa komponen *liquefaction*.

3. Kedalaman Perairan

Dalamnya perairan yang digunakan untuk lokasi *bunkering*. Kedalaman harus mampu mengakomodasi tinggi sarat kapal yang akan melakukan *bunkering*, yaitu kapal penumpang PT. Pelni. *Bunkering* yang menggunakan sistem *ship to ship*, kedalaman perairan juga harus dapat mengakomodasi ketinggian maksimal sarat dari *bunker vessel*.

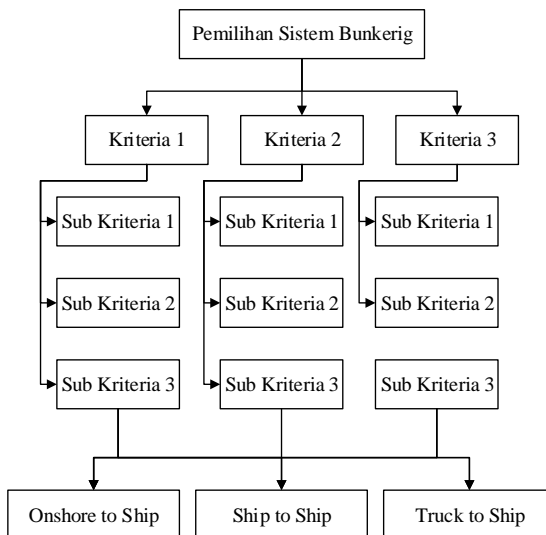
II.7.2 Penilaian

Proses selanjutnya setelah dekomposisi adalah penilaian perbandingan berpasangan (pembobotan) pada setiap hirarki berdasarkan tingkat kepentingan relatifnya. Hasil dari penilaian adalah nilai atau bobot yang merupakan karakter dari masing-masing alternatif.

Pembobotan pada hirarki yang terpilih dimaksudkan untuk membandingkan nilai pada masing-masing kriteria. Sehingga nantinya akan diperoleh pembobotan tingkat kepentingan masing-masing kriteria untuk mencapai tujuan yang telah ditetapkan.

II.7.3 Penyusunan Matriks dan Uji Konsistensi

Tahap selanjutnya adalah penyusunan matriks berpasangan untuk melakukan normalisasi bobot tingkat kepentingan pada tiap-tiap elemen pada masing-masing hirarkinya. Pada studi kali ini analisa tahap ini dilakukan dengan bantuan *software* Expert Choice. Expert Choice adalah *software* yang berfungsi untuk menganalisa hasil dari pembobotan AHP.



Gambar 2.7 Sususan Hirarki Metode AHP

II.8 Kajian Ekonomis

Kajian ekonomis yang direncanakan pada penelitian kali ini adalah kelayakan investasi yang dilakukan benar dapat memberikan hasil yang menguntungkan atau tidak. Beberapa teknik yang dipakai pada kajian ekonomi kali ini untuk membandingkan alternatif investasi adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate Return (IRR)* dan untuk mengetahui periode pengembalian suatu investasi menggunakan *Payback Periods (PP)*.

II.8.1 Net Present Value

NPV umum digunakan untuk menghitung laba dari investasi, apakah investasi yang dilakukan memberikan keuntungan atau tidak. Pada metode ini semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang (P) dan dijumlahkan sehingga P yang diperoleh mencerminkan nilai netto dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama periode perencanaan. NPV dapat dirumuskan dengan:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{A_t}{(1+i)^t} \quad (2.5)$$

Dimana

At = aliran kas pada akhir periode t
 i = tingkat bunga
 t = tahun
 n = umur proyek

Apabila nilai NPV lebih dari 0, investasi dapat dikatakan menguntungkan. Jika nilai NPV sama dengan 0, hal tersebut dapat dikatakan investasi dapat dikembalikan persis sama besar. Terakhir jika nilai NPV lebih kecil dari 0, maka proyek dikatakan tidak bisa.

II.8.2 Internal Rate of Return

Internal Rate of Return dipakai untuk menghitung tingkat bunga pada saat nilai NPV sama dengan 0. IRR berguna untuk mengetahui pada tingkat bunga beberapa investasi tetap memberikan keuntungan. IRR dapat ditentukan dengan rumus:

$$NPV = \sum_{t=0}^N F_t(1+i)^{-t} = 0 \quad (2.6)$$

Dimana

F_t = aliran kas pada periode t

N = umur proyek

i = nilai ROR investasi

II.8.3 *Payback Periods (PP)*

Payback period adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan semua biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. *Payback period* dapat ditentukan dengan model formula:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{N'} A_t(P/F, i\%, t) \quad (2.7)$$

Dimana

A_t = aliran kas pada akhir periode t

N' = periode pengembalian yang akan dihitung

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

III.1 Perumusan Masalah

Perumusan masalah adalah tahap awal dalam pelaksanaan tugas akhir. Tahap ini merupakan tahap yang penting, karena pada tahap ini dijelaskan mengapa suatu permasalahan yang ada harus dipecahkan sehingga layak untuk dijadikan bahan dalam tugas akhir ini. Pada perumusan masalah juga dijelaskan tujuan mengapa tugas akhir ini dikerjakan dapat diketahui.

III.2 Studi Literatur

Selanjutnya adalah studi literatur. Pada tahap ini dicari dan dipelajari mengenai permasalahan yang ada. Sehingga dapat diketahui yang harus dilakukan dalam tugas akhir ini. Studi literatur dilakukan dengan cara membaca *paper* atau jurnal yang berhubungan dengan permasalahan yang akan dipecahkan.

III.3 Pengumpulan data

Pengumpulan data dilakukan untuk menghimpun data yang diperlukan dalam pengerjaan tugas akhir ini. Data-data dasar yang diperlukan adalah rute kapal, ukuran kapal, spesifikasi *engine* pada kapal, dan sumber kilang LNG.

III.4 Penentuan Lokasi *Bunkering*

Lokasi bunkering pada awalnya ditentukan berdasarkan banyaknya kapal yang berlabuh di pelabuhan tersebut selama periode satu bulan. Kemudian diurutkan dan dipilih berapa besar yang akan dipakai untuk *bunkering* LNG. Pada studi kali ini akan digunakan tiga skenario jumlah alternatif lokasi bunkering. Tiga skenario tadi akan mempunyai variasi jumlah lokasi *bunkering* yang digunakan.

Tabel 3.1 Perhitungan Frekuensi

No	Pelabuhan	Bersandar				Total
		Kapal A	Kapal B	Kapal C	
1	Pelabuhan A	v	v			2
2	Pelabuhan B	v	v	v		3
3	Pelabuhan C	v				1
....					

III.5 Analisa Kebutuhan LNG

Setelah lokasi bunkering ditentukan, kemudian dengan data rute dan jarak pelayaran maka dapat dihitung kebutuhan energi yang diperlukan oleh sebuah kapal pada setiap rutenya. Dari besar energi, dikonversikan berapa besar yang akan menggunakan LNG. Dengan begitu didapat kapasitas LNG yang ada pada kapal, dan kapasitas LNG yang harus disediakan oleh perusahaan penyedia LNG.

III.6 Pemilihan Sistem Bunkering

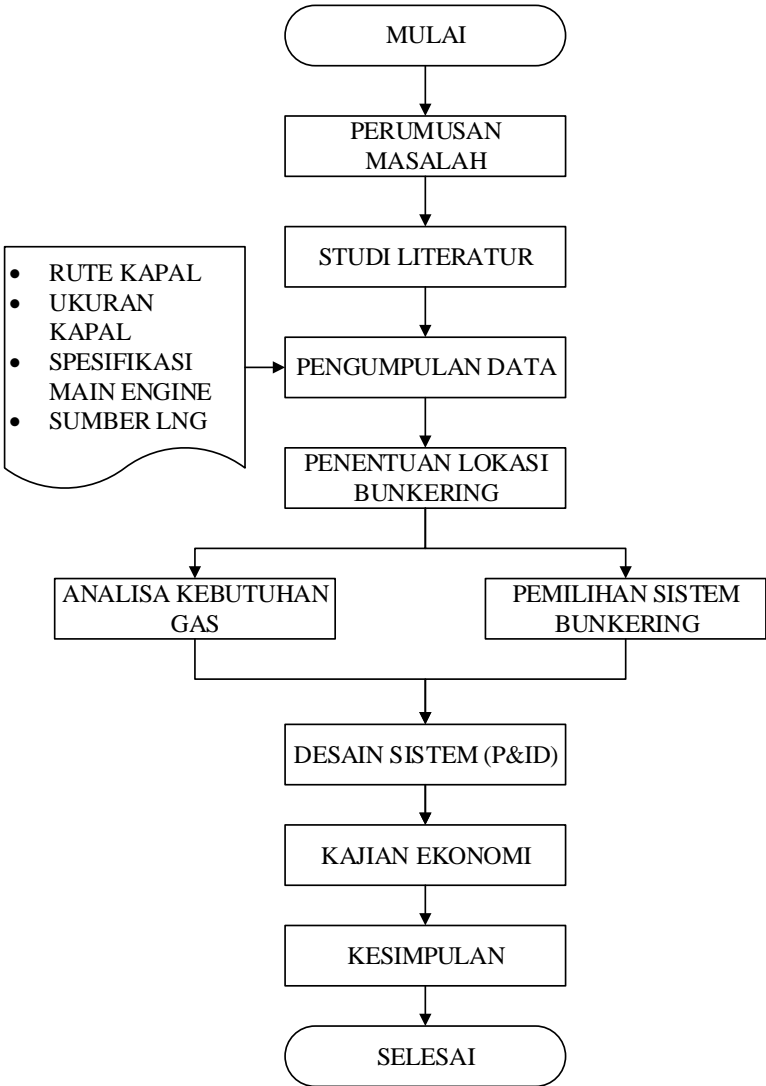
Pemilihan sistem bunkering yang akan dipakai menggunakan pembobotan dengan metode AHP. Dari hasil pembobotan akan terpilih sistem bunkering yang akan dipakai pada setiap pelabuhan *bunkering*.

III.7 Desain Fasilitas Sistem Bunkering

Desain fasilitas sistem bunkering dilakukan pada opsi sistem bunkering yang terpilih. Desain dilakukan berdasarkan kapasitas *bunkering* yang harus dipenuhi. Pada hasilnya akan didapat desain P&ID dan *engineering layout* pada setiap pelabuhan *bunkering*.

III.8 Kajian Keekonomian

Kajian ekonomis dilakukan untuk mengetahui investasi *bunkering* LNG layak dilakukan atau tidak. Metode yang dipakai adalah *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR) dan *Payback Periods* (PP).



Gambar 3.1 Alur Metodologi Penelitian

BAB IV

ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

Pembahasan yang dilakukan pada bab ini adalah kajian teknis dan ekonomis pada studi kasus bunkering LNG kapal-kapal Pelni. Sesuai dengan perumusan masalah yang telah dijelaskan di bab sebelumnya, ada beberapa hal yang harus dikaji. Hal-hal tersebut antara lain:

- a. Mengetahui pelabuhan yang akan dipakai untuk bunkering LNG.
- b. Mengetahui kebutuhan LNG pada setiap kapal.
- c. Mendesain sistem bunkering LNG pada setiap pelabuhan bunkering yang terpilih, dalam bentuk P&ID dan *engineering layout*.
- d. Mengkaji keekonomian dari sistem bunkering LNG.

Adapun pembahasan mengenai kajian teknis dan ekonomis sistem bunkering LNG adalah sebagai berikut:

IV.1 Penentuan Lokasi Bunkering LNG

Dalam pemilihan lokasi bunkering, dilakukan secara kualitatif. Kriteria yang dipakai pertama berdasarkan frekuensi berlabuh seluruh kapal dalam durasi waktu 30 hari atau satu bulan. Kriteria selanjutnya adalah total LNG yang harus disediakan pada setiap pelabuhan. Pada tahap ini diasumsikan semua pelabuhan yang disinggahi dapat melakukan bunkering LNG.

IV.1.1 Perhitungan Frekuensi Berlabuh

Perhitungan frekuensi berlabuh pada tahap ini memakai matriks untuk memudahkan penjumlahan antar kebutuhan kapal pada setiap pelabuhannya. Jumlah kapal dituliskan secara kolom dan pelabuhan pada baris.

Data yang dipakai adalah jadwal kapal Pelni pada Bulan Oktober 2015. Dari data yang didapatkan, jumlah kapal yang akan

dianalisa ada 24 Kapal. Sedangkan jumlah pelabuhan sebanyak 92 pelabuhan.

Untuk memudahkan perhitungan pada tahap ini dan selanjutnya, juga dilakukan penyederhanaan rute. Dari hasil analisa jadwal, dapat diurutkan pelabuhan berdasarkan jumlah frekuensi berkunjung kapal seperti ditunjukkan pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Urutan Frekuensi Berlabuh Kapal

Pelabuhan	Frekuensi	Pelabuhan	Frekuensi
Makassar	60	Batam	11
Surabaya	49	Biak	11
Sorong	33	Dobo	11
Bau-bau	31	Pontianak	11
Ambon	28	Serui	11
Tg. Priok	25	Tual	10
Balikpapan	24	Ende	9
Manokwari	21	Kaimana	9
Semarang	20	Labuan	9
Bitung	19	Saumlaki	9
Kumai	18	Tg. Balai	9
Bima	17	Timika	9
Pare-pare	17	Waingapu	9
Jayapura	14	Wasior	9
Kupang	14	Agats	8
Ternate	14	Denpasar	8
Fak-fak	13	Kijang	8
Maumere	13	Nunukan	8
Nabire	13	Sampit	8
Namlea	13	Tarakan	8
Lewoleba	12	Banda	7

Pelabuhan	Frekuensi
Gorontalo	7
Larantuka	7
Midai	7
Natuna	7
Pantoloan	7
Serasan	7
Tarempa	7
Toli-toli	7
Batulicin	6
Letung	6
Morotai	6
Banggai	5
Bawean	5
Luwuk	5
Moa	5
Tepa	5
Amurang	4
Belawan	4
Belinyu	4
Geser	4
Kalabahi	4
Kendari	4
Kolonedal	4
Lembar	4
Lirung	4
Raha	4

Pelabuhan	Frekuensi
Rote	4
Sabu	4
Sanana	4
Selayar	4
Siau	4
Tahuna	4
Tg. Pandan	4
Barru	3
Belang	3
Karatung	3
Kisar	3
Merauke	3
Togian	3
Wanci	3
Banjarmasin	2
Bontang	2
Bula	2
Marapoko	2
Marore	2
Miangas	2
Poso	2
Tn. Grogot	2
Buli	1
Gebe	1
Tobelo	1

IV.1.2 Perhitungan Kebutuhan LNG

Kriteria yang kedua yang dipakai dalam penentuan lokasi bunkering adalah total kebutuhan LNG pada setiap pelabuhan. Dalam tahap ini diasumsikan setiap pelabuhan dapat mendukung bunkering LNG.

Langkah pertama adalah menentukan jumlah kebutuhan LNG pada setiap kapal. Kebutuhan LNG dapat dihitung dengan mengetahui terlebih dahulu *fuel consumption* jika kapal menggunakan bahan bakar awal, yaitu HSD. Persamaan untuk mencari *fuel consumption* adalah ditunjukkan dengan persamaan 4.1.

$$FC = BHP \times SFOC \times t \quad (4.1)$$

Dimana:

FC : Konsumsi bahan bakar (gr)

BHP : Power mesin induk/bantu (kW)

SFOC : Specific Fuel Oil Consumption (gr/kWh)

t : Waktu (hour)

Dari data yang didapat, terdapat jenis mesin induk dan mesin bantu, konsumsi bahan bakar spesifik (SFOC) serta jumlah yang terpasang pada setiap kapal. Untuk waktu pengoperasian didapat dari mengolah jadwal yang dipakai. Data yang dapat diambil dari jadwal adalah waktu kedatangan dan waktu keberangkatan. Contohnya adalah Jadwal KM. Ciremai pada tabel 4.2 di bawah ini.

Tabel 4.2 Jadwal KM. Ciremai 10-12 Oktober 2015

Asal	Tujuan	Waktu	
		Keberangkatan	Kedatangan
Surabaya	Makassar	10-10-2015 17.00	11-10-2015 20.00
Makassar	Bau-bau	11-10-2015 23.00	12-10-2015 13.00

Untuk mendapatkan waktu berlayar ditentukan dengan persamaan 4.2.

$$t_{berlayar} = Waktu\ datang_A - Waktu\ berangkat_B \quad (4.2)$$

Pada contoh waktu berlayar KM. Ciremai dari pelabuhan Surabaya menuju pelabuhan Makassar didapatkan waktu berlayar adalah 27 jam. Sedangkan waktu berlabuh didapatkan dengan persamaan 4.3.

$$t_{bersandar} = Waktu\ berangkat_A - Waktu\ datang_A \quad (4.3)$$

Dimana pada contoh didapatkan waktu bersandar KM. Ciremai pada pelabuhan Makassar adalah tiga jam. Persamaan tadi lalu diterapkan pada rentang satu bulan pada setiap kapal dan didapat masing-masing durasi berlayar dan durasi bersandar.

Untuk KM. Ciremai spesifikasi mesin induk dan mesin bantu terdapat pada Tabel 4.3 dan Tabel 4.4. Studi kali ini memakai asumsi bahwa mesin induk beroperasi pada kondisi beban 85%.

Tabel 4.3 Spesifikasi Mesin Induk KM. Ciremai

Mesin Induk				
Unit	Type	Power (HP)	Power 85% (HP)	SFOC (g/kWh)
2	MaK 6MU601C	8700	7395	187.0

Tabel 4.4 Spesifikasi Mesin Bantu KM. Ciremai

Mesin Bantu				
Unit	Type	Power (HP)	Power 85% (HP)	SFOC (g/kWh)
4	Daihatsu 6DL-25	1200	1020	217

Pada perhitungan kebutuhan bahan bakar HSD, semua komponen persamaan sudah diketahui. Konsumsi bahan bakar KM. Ciremai dari pelabuhan Surabaya ke pelabuhan Makassar diselesaikan dengan menerapkan persamaan 4.1.

$$\begin{aligned} FC_{ME} &= BHP_{ME} \times SFOC_{ME} \times t_{berlayar} \\ &= (7395 \times 0.7454 \text{ kW}) \times 187 \text{ g/kWh} \times 15 \text{ hour} \\ &= 27.8 \text{ ton} \end{aligned}$$

Sedangkan untuk konsumsi bahan bakar mesin bantu ketika berlayar menggunakan waktu berlayar yang sama, dengan menggunakan BHP dan SFOC sesuai mesin bantu yang digunakan.

$$\begin{aligned} FC_{AE \text{ berlayar}} &= BHP_{AE} \times SFOC_{AE} \times t_{berlayar} \\ &= (1020 \times 0.7454 \text{ kW}) \times 217 \text{ g/kWh} \times 15 \text{ hour} \\ &= 4.5 \text{ ton} \end{aligned}$$

Pada kondisi bersandar, diasumsikan dua mesin bantu beroperasi, sehingga perlu dilakukan perhitungan ketika bersandar.

$$\begin{aligned} FC_{AE \text{ bersandar}} &= BHP_{AE} \times SFOC_{AE} \times t_{bersandar} \\ &= (1020 \times 0.7454 \text{ kW}) \times 217 \text{ g/kWh} \times 3 \text{ hour} \\ &= 0.5 \text{ ton} \end{aligned}$$

Sehingga total kebutuhan bahan bakar merupakan penjumlahan dari konsumsi bahan bakar mesin induk, mesin bantu saat berlayar dan mesin bantu saat bersandar.

$$\begin{aligned} FC_{total} &= FC_{ME} + FC_{AE \text{ Berlayar}} + FC_{AE \text{ Bersandar}} \\ &= (2 \times 27.8 \text{ ton}) + (3 \times 4.5 \text{ ton}) + (2 \times 0.5 \text{ ton}) \\ &= 70.0 \text{ ton} \end{aligned}$$

Untuk mengkonversi besarnya energi dari bahan bakar awal yaitu HSD menjadi LNG menggunakan satuan energi yang terkandung dalam bahan bakar tersebut. Studi kali ini dipakai *Low*

Heating Value (LHV), yang pada setiap bahan bakar memiliki nilai berbeda-beda. Bahan bakar LNG memiliki LHV sebesar 50.81 MJ/kg dan bahan bakar HSD memiliki LHV sebesar 43.71 MJ/kg. (Fitria, 2015)

Besar energi pada konsumsi bahan bakar pada kapal pada pengoperasian normal yaitu ketika kapal menggunakan bahan bakar sepenuhnya dengan HSD diselesaikan dengan persamaan 4.4. Ratio penggunaan bahan bakar HSD dan LNG adalah 50:50. Artinya adalah setengah dari konsumsi bahan bakar HSD akan diganti menggunakan LNG. Sehingga pada persamaan 4.5 besar *fuel ratio* yang dipakai ada 0.5 Untuk mendapat besaran LNG dalam bentuk massa, maka diperlukan persamaan berikut. Jumlah energi yang didapat dirubah menjadi bentuk LNG dengan cara membagi dengan LHV LNG seperti persamaan 4.6.

$$Q_{HSD} = LHV_{HSD}(MJ/kg) \times FC (kg) \quad (4.4)$$

$$Q_{LNG} = Q_{HSD} (MJ) \times Fuel\ ratio \quad (4.5)$$

$$LNG_{consumption} = Q_{LNG} (MJ) / LHV_{LNG}(MJ/kg) \quad (4.6)$$

Dimana

Q_{HSD} = Jumlah energi konsumsi bahan bakar HSD (MJ)

Q_{LNG} = Jumlah energi konsumsi bahan bakar LNG (MJ)

LHV_{HSD} = Low Heating Value HSD (MJ/kg)

LHV_{LNG} = Low Heating Value LNG (MJ/kg)

FC = Fuel Consumption (kg)

Bila persamaan diterapkan pada contoh perhitungan KM. Ciremai sebelumnya, maka didapatkan hasil

$$\begin{aligned} Q_{HSD} &= LHV_{HSD}(MJ/kg) \times FC (kg) \\ &= 43.71 \frac{MJ}{kg} \times (60.6 \times 1000 kg) \\ &= 3,060,416.1 MJ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{LNG} &= Q_{HSD} (MJ) \times \text{Fuel ratio} \\
 &= 3,060,416.1 MJ \times 0.5 \\
 &= 1,530,208.1 MJ
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 LNG_{consumption} &= Q_{LNG} (MJ) / LHV_{LNG} (MJ/kg) \\
 &= 1,530,208.1 MJ / 50.81 MJ/kg \\
 &= 30.1 ton
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan di atas dapat diketahui untuk contoh pelayaran KM. Ciremai dari pelabuhan Surabaya menuju pelabuhan Makassar dibutuhkan LNG yang harus disediakan di pelabuhan Surabaya sebesar 30.1 ton.

Perhitungan konsumsi LNG kemudian diterapkan pada setiap rute pada kapal. Tahap pemilihan lokasi mengasumsikan semua pelabuhan yang dilalui dapat melakukan bunkering LNG. Untuk KM. Ciremai, dari hasil perhitungan didapatkan konsumsi LNG seperti berikut

Tabel 4.5 Kebutuhan LNG KM. Ciremai

Pelabuhan	LNG (ton)	LNG (m ³)	Bunkering I (m ³)	Bunkering II (m ³)
Tanjung Priok	2.3	4.9	58.9	
Surabaya	27.1	58.9	65.5	58.9
Makassar	30.1	65.5	34.1	65.5
Bau-bau	15.7	34.1	91.8	34.1
Sorong	42.2	91.8	31.4	91.8
Manokwari	14.4	31.4	24.5	31.4
Serui	11.3	24.5	44.6	24.5
Jayapura	20.5	44.6		44.6

Kebutuhan gas pada setiap kapal dijumlahkan berdasarkan pelabuhan yang dilalui. Bila diurutkan berdasarkan kebutuhan yang paling besar, maka dihasilkan urutan pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Kebutuhan Gas Semua Kapal

Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m3)	Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m3)
Makassar	2818.5	Wasior	214.4
Surabaya	2643.8	Lewoleba	207.0
Sorong	1570.1	Kupang	201.0
Bau-bau	1531.0	Bima	186.1
Tg. Priok	1404.4	Toli-toli	184.3
Balikpapan	1171.5	Sampit	159.9
Ambon	847.0	Pantoloan	150.6
Jayapura	837.1	Tual	145.1
Manokwari	763.8	Kaimana	144.8
Semarang	589.3	Banda	140.2
Kumai	450.0	Saumlaki	138.7
Pare-pare	433.1	Dobo	131.0
Batam	419.2	Agats	126.4
Namlea	412.7	Amurang	124.9
Ternate	412.3	Tarakan	120.9
Nabire	410.3	Batulicin	101.4
Serui	389.3	Morotai	99.2
Biak	386.6	Timika	89.9
Tg. Balai	345.9	Denpasar	89.5
Maumere	340.6	Merauke	86.1
Fak-fak	279.7	Labuan	75.9
Bitung	262.9	Waingapu	74.8
Pontianak	259.1	Larantuka	68.6
Belawan	243.7	Tg. Pandan	66.5
Nunukan	240.3	Bawean	65.3
Kijang	238.9	Ende	64.3

Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m3)	Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m3)
Banjarmasin	61.4	Midai	30.2
Gorontalo	60.0	Kendari	25.6
Belinyu	55.7	Tarempa	22.9
Letung	52.2	Sabu	21.0
Serasan	51.3	Moa	20.9
Kalabahi	50.5	Marapoko	17.3
Natuna	50.1	Siau	16.3
Wanci	45.4	Raha	15.9
Belang	43.4	Lirung	14.4
Selayar	36.9	Rote	14.2
Kolonedal	35.7	Karatung	13.7
Banggai	34.3	Tahuna	11.1
Tepa	34.1	Bula	9.3
Sanana	32.2	Marore	8.5
Luwuk	31.9	Kisar	7.3
Geser	30.4	Miangas	6.9

IV.1.3 Pemilihan Lokasi

Jika dibandingkan urutan kebutuhan gas dan frekuensi berlabuh seperti ditunjukkan pada Tabel 4.7 terlihat pelabuhan relatif sama pada urutan Makassar, Surabaya, Sorong, Bau-bau, Tg. Priok, Balikpapan dan Ambon. Untuk itu dilakukan perhitungan lagi dengan mengambil sepuluh pelabuhan sebagai pelabuhan *bunkering*.

Tabel 4.7 Urutan Berdasarkan Kebutuhan Gas dan Frekuensi

Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)	Pelabuhan	Frekuensi
Makassar	2818.5	Makassar	60
Surabaya	2643.8	Surabaya	49
Sorong	1570.1	Sorong	33
Bau-bau	1531.0	Bau-bau	31
Tg. Priok	1404.4	Ambon	28
Balikpapan	1171.5	Tanjung Priok	25
Ambon	847.0	Balikpapan	24
Jayapura	837.1	Manokwari	21
Manokwari	763.8	Semarang	20
Semarang	589.3	Bitung	19

Tabel 4.8 Urutan Setelah diseleksi

Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)	Pelabuhan	Frekuensi
Makassar	4750.9	Makassar	60
Surabaya	3853.9	Surabaya	49
Tg. Priok	2908.8	Sorong	33
Sorong	2819.9	Bau-bau	31
Balikpapan	2542.2	Ambon	28
Ambon	2536.4	Tg. Priok	25
Bau-bau	1722.7	Balikpapan	24
Jayapura	1409.2	Manokwari	21
Manokwari	1085.4	Semarang	20
Semarang	1068.6	Bitung	19

Pada studi kali ini akan direncanakan tiga skenario lokasi bunkering. Dari hasil perbandingan pada Tabel 4.8, pelabuhan Makassar, Surabaya, Tg. Priok, Sorong memiliki kebutuhan gas dan frekuensi yang tinggi. Untuk memilih pelabuhan yang masuk pada skenario I, akan dihitung kebutuhan gas pada alternatif I, II, dan III skenario I. Dengan pelabuhan bunkering utama adalah Makassar, Surabaya, Tg. Priok, Sorong, dan Ambon. Pada alternatif I skenario I ditambah dengan pelabuhan Balikpapan, pada alternatif II skenario I dengan penambahan Bau-bau, dan alternatif III skenario I dengan Jayapura.

Tabel 4.9 Pemilihan Lokasi Skenario I

Alternatif I Skenario I		Alternatif II Skenario I	
Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)	Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)
Makassar	5885.6	Makassar	6720.7
Sorong	5383.9	Sorong	5381.7
Surabaya	4164.5	Surabaya	4918.4
Tg. Priok	2899.7	Tg. Priok	2899.7
Ambon	2739.9	Ambon	2444.6
Balikpapan	2164.3	Bau-bau	1722.7

Alternatif III Skenario I	
Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)
Makassar	7654.6
Surabaya	4918.4
Sorong	3958.6
Tg. Priok	2899.7
Ambon	2739.9
Jayapura	1663.4

Tabel 4.9 menunjukkan kebutuhan gas paling besar dari pelabuhan terakhir adalah Balikpapan. Sehingga skenario I akan terdiri dari pelabuhan Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon dan Balikpapan.

Tabel 4.10 Pemilihan Lokasi Skenario II

Alternatif I Skenario II		Alternatif II Skenario II	
Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)	Pelabuhan	Kebutuhan Gas (m ³)
Sorong	5212.5	Makassar	6054.9
Makassar	4567.4	Surabaya	4147.8
Surabaya	4147.8	Sorong	3789.4
Tg. Priok	2899.7	Tg. Priok	2899.7
Ambon	2429.8	Ambon	2739.9
Balikpapan	2164.3	Balikpapan	2164.3
Bau-bau	1779.1	Jayapura	1663.4

Pelabuhan yang masuk pada skenario II akan dipilih berdasarkan skenario alternatif I skenario I dan alternatif II skenario II seperti terlihat pada Tabel 4.10. Bau-bau memiliki kebutuhan gas yang lebih besar dari pada Jayapura, sehingga pada skenario II akan dipakai pelabuhan Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon, Bau-bau dan Balikpapan.

Pada skenario III pelabuhan yang akan dipakai adalah Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon, Balikpapan, Bau-bau dan Jayapura. Pada perhitungan yang menghasilkan seperti pada tabel 4.11, urutan kebutuhan gas sesuai dengan skenario.

Tabel 4.11 Skenario III

Port	LNG Demand (m ³)
Makassar	4567.4
Surabaya	4164.5
Sorong	3618.0
Tg. Priok	2899.7
Ambon	2429.8
Balikpapan	2164.3
Bau-bau	1779.1
Jayapura	1663.4

IV.2 Perhitungan Kebutuhan Gas

Perhitungan sebelumnya telah menghasilkan tiga skenario lokasi bunkering. Skenario I memakai pelabuhan bunkering yaitu Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon dan Balikpapan. Skenario II memakai pelabuhan *bunkering* Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon, Balikpapan, dan Bau-bau. Skenario III memakai pelabuhan *bunkering* Makassar, Surabaya, Sorong, Tg. Priok, Ambon, Balikpapan, Bau-bau dan Jayapura.

Pada pemilihan lokasi, perhitungan mengasumsikan kebutuhan gas pada setiap kapal tidak dibatasi dengan tangki LNG yang akan diinstal. Selanjutnya setelah data rancangan umum dari beberapa kapal Pelnid didapat, perlu dilakukan analisa kapasitas tangki yang dapat dipasang kapal.

Tangki LNG yang akan dipakai adalah tangki ISO LNG Tank Type C 20ft dengan spesifikasi seperti pada Tabel 4.12. Penggunaan ISO LNG dikarenakan mudah dalam instalasi dan mudah dalam perbandingan antar kapal nantinya.

Tabel 4.12 Ukuran LNG ISO Tank

Spesifikasi	Ukuran
Kapasitas	20,37 m ³
Width	2,438 m
Length	6,058 m
Height	2,591 m
Weight	34,000 kg

Dengan ukuran tangki di atas, maka setiap kapal dengan kebutuhan gas yang sudah diketahui dari perhitungan sebelumnya dapat ditentukan banyaknya tangki yang akan dipasang pada setiap kapal. Kebutuhan tangki LNG yang akan dipasang ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 juga menunjukkan, banyaknya tangki LNG yang dipakai akan mengurangi *payload* dari masing-masing kapal. Pada studi kali ini, pengurangan *payload* akan berdampak pada banyaknya kontainer kargo yang tidak bisa diangkut pada setiap penambahan tangki LNG.

Untuk menghitung *payload* yang hilang terhadap kontainer kargo, digunakan perbandingan berat maksimal tangki LNG terhadap kontainer kering. Dimana berat maksimal tangki LNG adalah 32.000 kg dan berat maksimal kontainer kering adalah 30.000 kg.

Tabel 4.13 Tabel Kebutuhan Tangki LNG

Kapal	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Awu	8	8	8
Binaiya	6	6	6
B. Raya	6	6	6
B. Siguntang	8	8	8
Ciremai	10	10	5
Dobonsolo	11	11	6

Kapal	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Dorolonda	18	18	11
G. Dempo	9	9	5
Kelimutu	10	10	10
Kelud	17	17	17
Labobar	17	17	9
Lambelu	8	4	4
Lawit	9	9	9
Leuser	9	9	9
Nggappulu	16	16	8
Pangrango	4	4	4
Sangiang	6	6	6
Sinabung	9	9	9
Sirimau	14	14	14
Tataimalu	7	7	7
Tidar	12	12	12
Tilongkabila	7	7	7
Umsini	10	10	10
Wilis	4	4	4

Penempatan tangki pada kapal mengacu pada IMO MSC.285(86) *Guidelines on Safety for Natural Gas-Fuelled Engine Installation in Ships*. Beberapa yang diatur untuk penempatan tangki LNG adalah sebagai berikut.

2.8.3 *Storage on Open Deck*

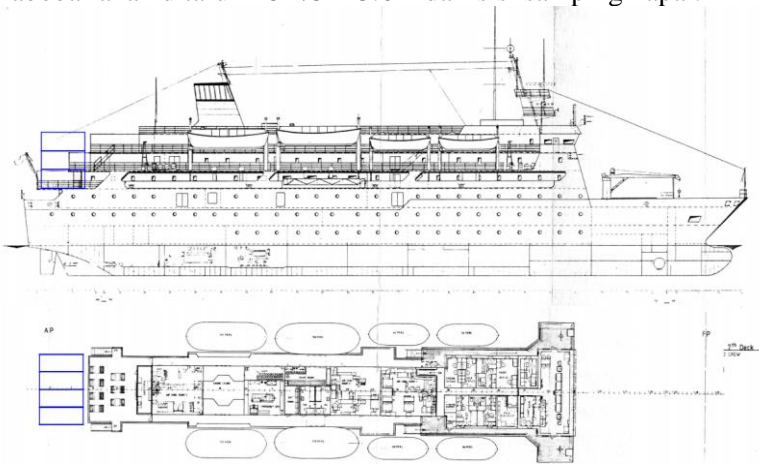
2.8.3.1 *The storage tanks or tank batteries should be located at least B/5 from the ships side. For ships other than passenger ships a tank location closer than B/5 but not less than 760 mm from the ship's side may be accepted.*

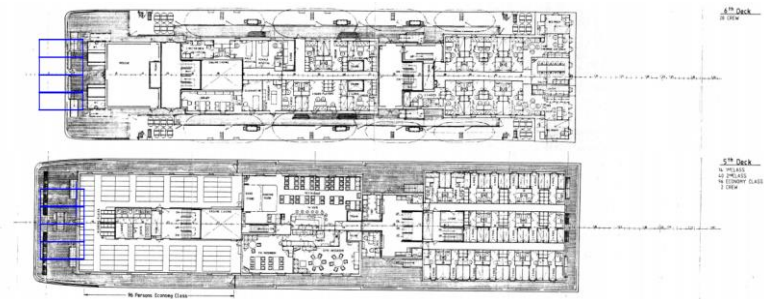
2.9.1 Fuel bunkering station

2.9.1.1 *The bunkering station should be so located that sufficient natural ventilation is provided. Closed or semi-enclosed bunkering stations should be subject to special consideration. The bunkering station should be physically separated or structurally shielded from accommodation, cargo/working deck and control stations. Connections and piping should be so positioned and arranged that any damage to the gas piping does not cause damage to the vessel's gas storage tank arrangement leading to uncontrolled gas discharge* IMO MSC.285(86)

Dari dua poin di atas dapat ditarik kesimpulan bahwa tangki LNG akan dipasang tidak pada ruang muat (kontainer) dan akomodasi. Dan jarak maksimal tangki ke sisi samping kapal adalah $B/5$.

Untuk kapal kapal 100pax yaitu KM. Kelimutu, KM. Lawit, KM. Awu, KM. Binaiya, KM. Bukit Raya, KM. Leuser. KM. Sirimau, KM. Tataimailau, dan KM. Tilongkabila memiliki lebar kapal pada *midship* sebesar 18m. Sehingga tangki LNG pada KM. Labobar akan ditaruh $18m/5 = 3.6m$ dari sisi samping kapal.

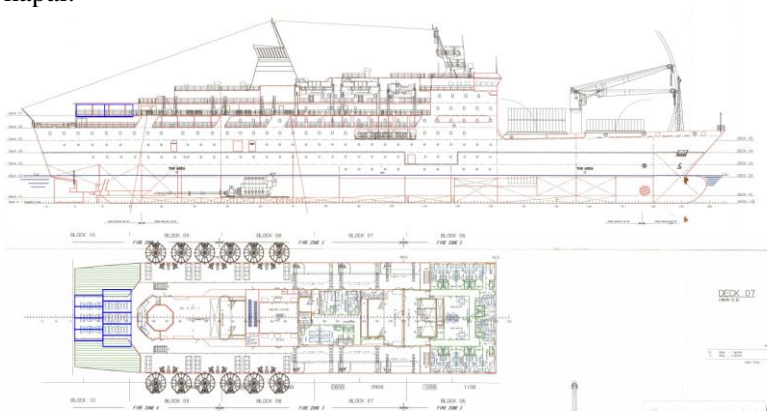




Gambar 4.1 Rancangan Umum KM. Awu

Dari rancangan umum di atas diketahui bahwa penempatan tangki pada kelas kapal 1000 pax akan memakai deck-05, deck-06 dan deck-07 dengan modifikasi ruang akomodasi sehingga mengurangi jumlah penumpang.

Untuk kapal 1500pax yaitu KM. Dempo, memiliki lebar kapal pada *midship* sebesar 23.4m. Sehingga tangki LNG pada KM. Labobar akan ditaruh $23.4\text{m}/5 = 4.68\text{m}$ dari sisi samping kapal.

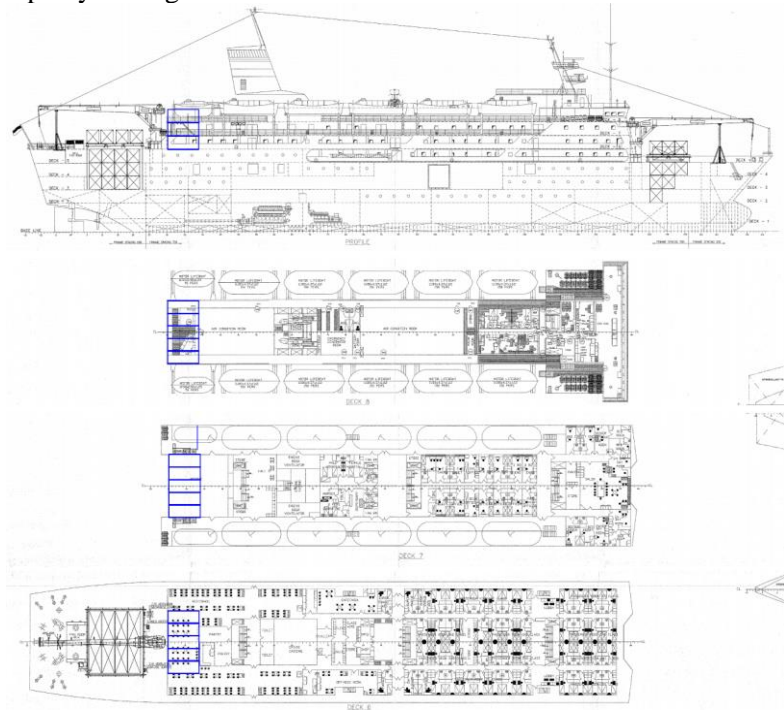


Gambar 4.2 Rancangan Umum KM. Dempo

Dari rancangan umum di atas diketahui bahwa penempatan tangki pada kelas kapal 1500 pax akan memakai deck-07 dengan modifikasi ruang akomodasi tepatnya ruang makan.

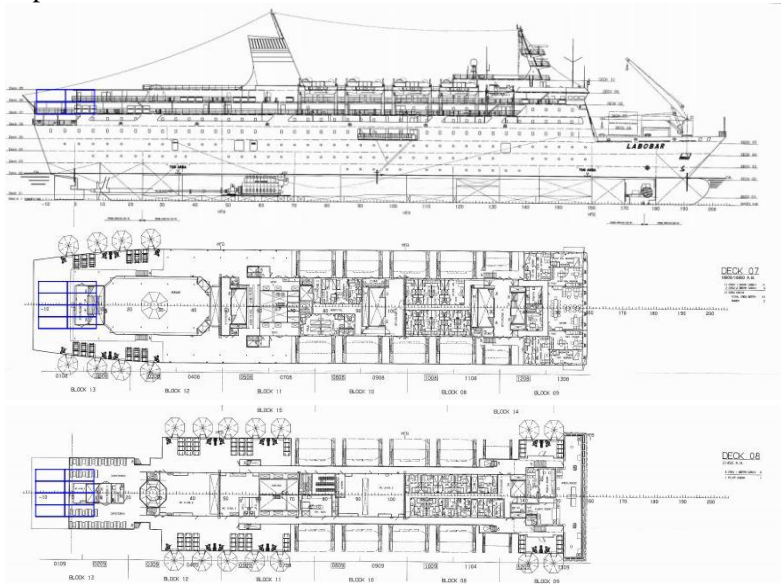
Untuk kapal 2000 pax yaitu KM. Bukit Siguntang KM. Ciremai, KM. Dobonsolo, KM. Dorolonda, KM. Kelud, KM. Lambelu, KM. Ngappulu, KM. Sinabung, KM. Tidar, dan KM. Umsini, memiliki lebar kapal pada *midship* sebesar 23.4m. Sehingga tangki LNG pada KM. Labobar akan ditaruh $23.4\text{m}/5 = 4.68\text{m}$ dari sisi samping kapal.

Dari rancangan umum pada Gambar 4.3 diketahui bahwa penempatan tangki pada kelas kapal 2000 pax akan memakai deck-06, deck-07, dan deck-08 dengan modifikasi ruang akomodasi tepatnya ruang mushola.



Gambar 4.3 Rancangan Umum KM. Dobonsolo

Untuk kapal kapal 3000 pax yaitu KM. Labobar, memiliki lebar kapal pada *midship* sebesar 23.4m. Sehingga tangki LNG pada KM. Labobar akan ditaruh $23.4\text{m}/5 = 4.68\text{m}$ dari sisi samping kapal.



Gambar 4.4 Rancangan Umum KM. Labobar

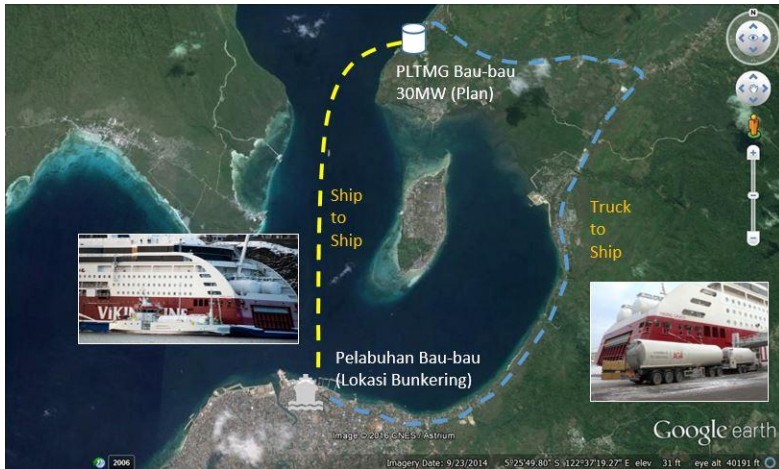
Dari rancangan umum di atas diketahui bahwa penempatan tangki pada kelas kapal 3000 pax akan memakai deck-07 dan deck-08.

IV.3 Pemilihan Sistem Bunkering

Bunkering dilakukan pada pelabuhan bunkering, asumsinya adalah ketika kapal melakukan embarkasi penumpang dan *loading* dan *unloading* kargo, kondisi seperti ini disebut *Simultaneous Operations* (SIMOPS).

Sumber LNG berasal dari terminal penerima yang terdapat pada pembangkit listrik terdekat dengan pelabuhan penumpang.

Dari *receiving terminal* menuju pelabuhan penumpang akan dipilih dua alternatif *bunkering*. Sistem onshore to ship tidak dipakai karena tidak dimungkinkan. Sehingga pada hasil akhir adalah terpilihnya satu sistem *bunkering* yang akan digunakan pada delapan pelabuhan.

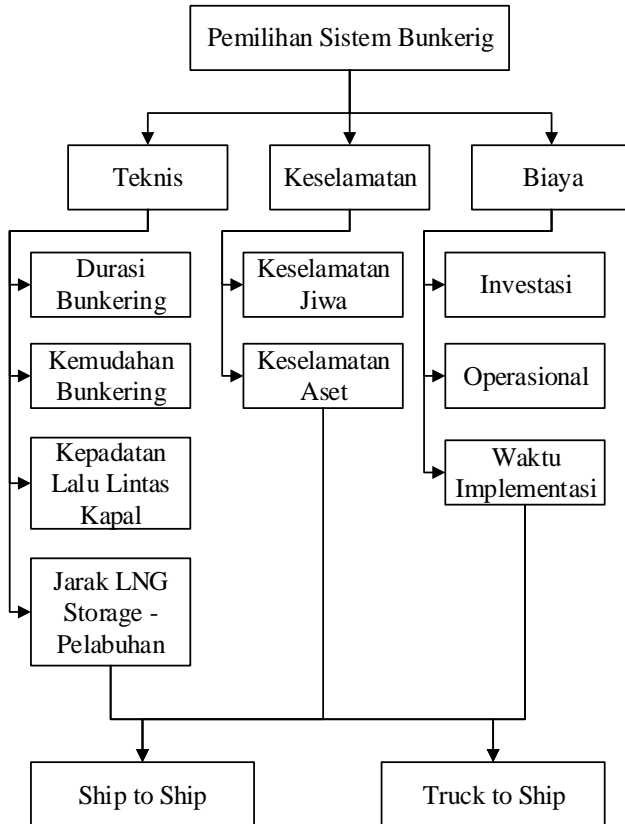


Gambar 4.5 Jarak Pelabuhan – Sumber LNG

IV.3.1 Penentuan Kriteria

Diperlukan beberapa kriteria dan sub-kriteria yang digunakan sebagai parameter penilaian dalam proses perbandingan antar alternatif yang sudah dijabarkan sebelumnya. Minimal terdapat dua sub-kriteria dalam satu kriteria agar sub-kriteria tersebut dapat dibandingkan dengan sub-kriteria lainnya. Hasil yang akurat dalam pemilihan didapat dengan semakin banyaknya kriteria atau sub-kriteria yang dipakai.

Gambar 4.6 memperlihatkan kriteria dan sub-kriteria yang akan dipakai dalam pemilihan sistem bunkering pada setiap pelabuhan *bunkering*.



Gambar 4.6 Kriteria Pemilihan Sistem Bunkering

1. Teknis

Kriteria teknis ditujukan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang teknis dengan sub-kriteria berupa:

1) Durasi Bunkering

Durasi bunkering memiliki pengertian lama waktu yang dibutuhkan untuk melakukan Lama bunkering akan berpengaruh pada lamanya kapal bersandar. Sehingga sistem *bunkering* yang akan dipilih sebaiknya mempertimbangkan lama kapal bersandar pada suatu pelabuhan yang sudah dijadwalkan.

2) Kemudahan Bunkering

Kemudahan *bunkering* mempertimbangkan tingkat kesulitan saat proses bunkering.

3) Kepadatan Lalu Lintas

Kepadatan lalu lintas seperti kepadatan kapal pada sebuah pelabuhan. Juga kepadatan lalu lintas di jalan raya yang mempengaruhi perjalanan *truck* LNG.

4) Jarak LNG *Storage* – Pelabuhan

Jarak antara LNG *Storage* menuju pelabuhan menunjukkan waktu yang dibutuhkan *bunker vessel* dan *truck* untuk mencapai pelabuhan.

2. Keselamatan

Kriteria keselamatan ditujukan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang keselamatan dengan sub-kriteria berupa:

1) Keselamatan Jiwa

Keselamatan Jiwa memiliki arti bahwa sistem bunkering yang dipilih dapat menjamin keselamatan publik atau orang yang ada di sekitar lokasi proses bunkering dilakukan.

2) Keselamatan Aset

Selain keselamatan jiwa, sistem bunkering yang dipilih dapat menjamin keselamatan aset baik dari penyedia LNG maupun Pelni.

3. Biaya

Kriteria keselamatan ditujukan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang keselamatan dengan sub-kriteria berupa:

1) Investasi

Besarnya investasi yang diperlukan dalam menyiapkan sistem bunkering. Untuk sistem bunkering *ship to ship*, diperlukan biaya investasi berupa *bunker vessel*, *truck to ship* memerlukan *truck*.

2) Operasional

Besarnya biaya yang dikeluarkan untuk melakukan bunkering, termasuk di dalamnya adalah biaya bahan bakar dan biaya perawatan.

3) Waktu Implementasi

Durasi waktu yang dibutuhkan untuk pembangunan dan pengadaan sampai sistem bunkering siap untuk melakukan fungsinya.

IV.3.2 Analisa Hasil Kuesioner

Setelah didapat kriteria dan sub-kriteria, selanjutnya dilakukan pembobotan antar kriteria dan antar sub-kriteria dalam satu kriteria. Pembobotan dilakukan untuk mengetahui tingkat kepentingan dari masing-masing kriteria yang digunakan.

Untuk melakukan pembobotan digunakan nilai di bawah pada Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Nilai Pembobotan

Nilai	Keterangan Nilai
1	Kedua opsi sama penting
2	Salah satu opsi sedikit lebih penting
3	Salah satu opsi lebih penting dari pada yang lain
4	Salah satu opsi jelas lebih penting daripada yang lain
5	Salah satu opsi mutlak lebih penting daripada yang lain

Dari 17 responden yang diambil, nilai masing-masing responden diambil kesimpulan dengan menggunakan rata-rata *geometric*. Dalam menghitung rata-rata geometrik, nilai harus dikalikan, dan dari hasil ini ditarik akar pangkat bilangan yang sama dengan jumlah responden.

$$G = \sqrt[n]{X_1 X_2 X_3 \dots X_n} \quad (4.7)$$

Dimana

G = rata-rata geometrik

X_n = penilaian ke n

n = banyak responden

1. Pembobotan Antar Kriteria

Pembobotan pertama dilakukan antar kriteria. Hasil dari pembobotan menunjukkan tingkat kepentingan dari masing-masing kriteria yang satu dengan kriteria yang lainnya. Hasil dari pembobotan antar kriteria ditunjukkan pada Tabel 4.15.

Tabel 4.15 Hasil Pembobotan Antar Kriteria

	Teknis	Keselamatan	Biaya
Teknis	-	1.506	3.146
Keselamatan	-	-	1.651
Biaya	-	-	-

Dari Tabel 4.15, dapat diartikan bahwa kriteria keselamatan 2.285 kali lebih penting daripada kriteria teknis, 1.506 kali lebih penting daripada kriteria biaya. Sedangkan kriteria biaya 3.146 kali lebih penting daripada kriteria teknis.

2. Pembobotan Kriteria Teknis

Pembobotan sub-kriteria dari kriteria teknis ditunjukkan pada Tabel 4.16. Pembobotan tersebut menunjukkan tingkat kepentingan dari masing-masing sub-kriteria.

Tabel 4.16 Hasil Pembobotan Kriteria Teknis

	Durasi Bunkering	Kemudahan Bunkering	Kepadatan Lalu Lintas	Jarak LNG Storage - Pelabuhan
Durasi Bunkering	-	1.857	2.657	2.212

	Durasi Bunkering	Kemudahan Bunkering	Kepadatan Lalu Lintas	Jarak LNG Storage - Pelabuhan
Kemudahan Bunkeirng	-	-	2.554	2.021
Kepadatan Lalu Lintas	-	-	-	1.762
Jarak LNG Storage - Pelabuhan	-	-	-	-

Dari Tabel 4.16 dapat diartikan bahwa sub-kriteria durasi *bunkering* 1.857 kali lebih penting daripada sub-kriteria kemudahan *bunkering*, 2.657 kali lebih penting daripada sub-kriteria kepadatan lalu lintas, 2.212 kali lebih penting daripada sub-kriteria jarak LNG *storage* - pelabuhan. Sedangkan sub-kriteria kemudahan bunkering 2.554 kali lebih penting daripada sub-kriteria kepadatan lalu lintas, 2.021 kali lebih penting daripada sub-kriteria jarak LNG *storage* - pelabuhan. Yang terakhir sub-kriteria jarak LNG *storage* – pelabuhan 1.762 kali lebih penting daripada sub-kriteria kemudahan *bunkering*.

3. Pembobotan Kriteria Keselamatan

Pembobotan sub-kriteria dari kriteria keselamatan ditunjukkan pada Tabel 4.17. Pembobotan tersebut menunjukkan tingkat kepentingan dari masing-masing sub-kriteria.

Tabel 4.17 Hasil Pembobotan Kriteria Keselamatan

	Teknis	Keselamatan
Keselamatan Jiwa	-	3.309
Keselamatan Aset	-	-

Dari Tabel 4.17 dapat diartikan bahwa sub-kriteria keselamatan jiwa 3.309 kali lebih penting daripada sub-kriteria keselamatan jiwa.

4. Pembobotan Kriteria Biaya

Pembobotan sub-kriteria dari kriteria biaya ditunjukkan pada Tabel 4.18. Pembobotan tersebut menunjukkan tingkat kepentingan dari masing-masing sub-kriteria.

Tabel 4.18 Hasil Kuesioner Kriteria Biaya

	Investasi	Operasional	Waktu Implementasi
Investasi	-	1.280	0.766
Operasional	-	-	0.828
Waktu Implementasi	-	-	-

Dari Tabel 4.18 dapat diartikan bahwa sub-kriteria investasi 1.280 kali lebih penting daripada sub-kriteria operasional, 0.766 kali lebih penting daripada sub-kriteria waktu implementasi. Sedangkan sub-kriteria operasional 0.828 kali lebih penting daripada sub-kriteria waktu implementasi.

5. Pembobotan Sub-kriteria pada Setiap Alternatif

Pembobotan selanjutnya dilakukan terhadap alternatif. Hasil dari kesimpulan rata-rata responden adalah.

Tabel 4.19 Hasil Kuesioner Durasi Bunkering

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	1.348
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.20 Hasil Kuesioner Kemudahan Bunkering

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	4.556
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.21 Hasil Kuesioner Kepadatan Lalu Lintas

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	1.240
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.22 Hasil Kuesioner Jarak LNG Storage - Pelabuhan

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	1.587
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.23 Hasil Kuesioner Keselamatan Jiwa

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	1.651
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.24 Hasil Kuesioner Keselamatan Aset

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	1.161
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.25 Hasil Kuesioner Biaya Investasi

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	5.195
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.26 Hasil Kuesioner Biaya Operasional

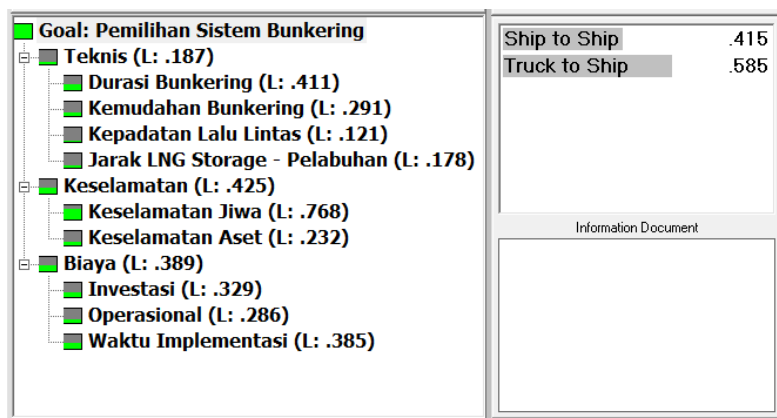
	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	2.409
Truck to Ship	-	-

Tabel 4.27 Hasil Kuesioner Waktu Implementasi

	Ship to Ship	Truck to Ship
Ship to Ship	-	3.466
Truck to Ship	-	-

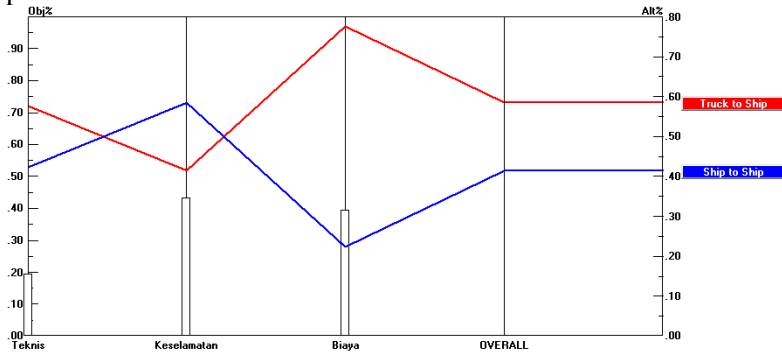
IV.3.3 Pembobotan Dengan Expert Choice 11

Hasil dari analisa kuesioner sebelumnya menjadi masukan untuk pembobotan yang akan dilakukan dengan menggunakan bantuan software Expert Choice 11. Pada Expert Choice 11 sebelumnya dimasukkan kriteria dan sub-kriteria. Selanjutnya nilai dari masing-masing kuesioner, sub-kriteria dan alternatif dimasukkan..



Gambar 4.7 Hasil Expert Choice 11

Dari Gambar 4.7 menunjukkan bahwa berdasarkan perhitungan AHP menggunakan Expert Choice 11, sistem bunkering yang terpilih adalah *truck to ship* dengan nilai 56.7%. Sedangkan *ship to ship* dengan nilai 43.3%. Nilai inkonsistensi dari penilaian di atas adalah 0.06.

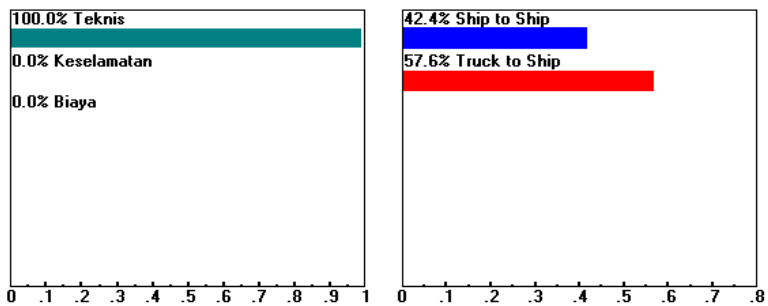


Gambar 4.8 Performance Sensitivity

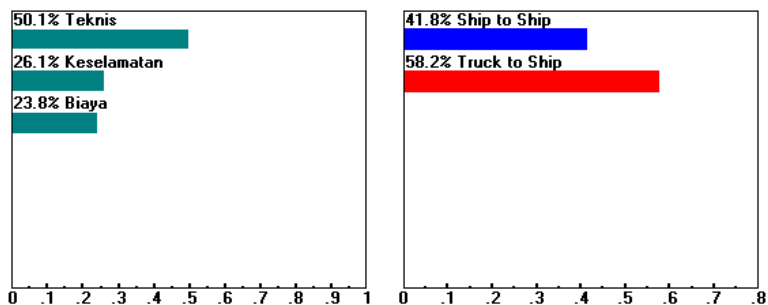
Gambar 4.8 menunjukkan grafik sensitivitas dari semua alternatif. Hasil perhitungan dengan Expert Choice 11 menghasilkan nilai sensitivitas 11% untuk kriteria teknis, 56.7 untuk kriteria keselamatan dan 32.3% untuk kriteria biaya. Selanjutnya akan dilakukan uji sensitivitas pada beberapa kondisi untuk melihat konsistensi pada hasil pemilihan. Beberapa kondisi yang akan dipakai ketika nilai sensitivitas pada setiap kriteria adalah 100% bergantian, 50% bergantian, dan 5% bergantian.

1. Sensitivitas Kriteria Teknis

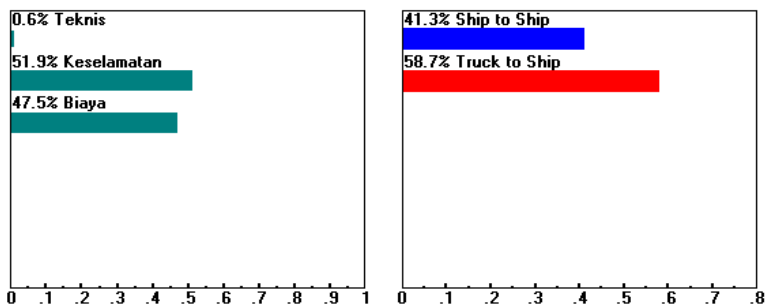
Pada kondisi nilai sensitivitas kriteria teknis dirubah menjadi 100%, 50% dan 5%, alternatif yang terpilih adalah *truck to ship* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.9 sampai Gambar 4.11.



Gambar 4.9 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 100%



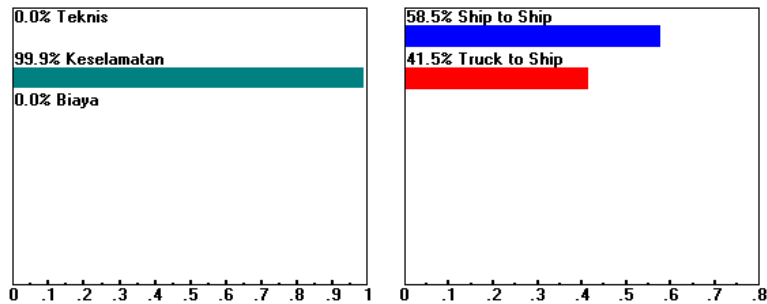
Gambar 4.10 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 50%



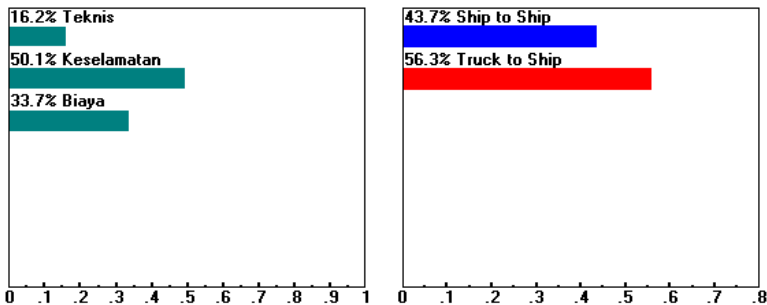
Gambar 4.11 Sensitivitas Kondisi Kriteria Teknis 0.5%

2. Sensitivitas Kriteria Keselamatan

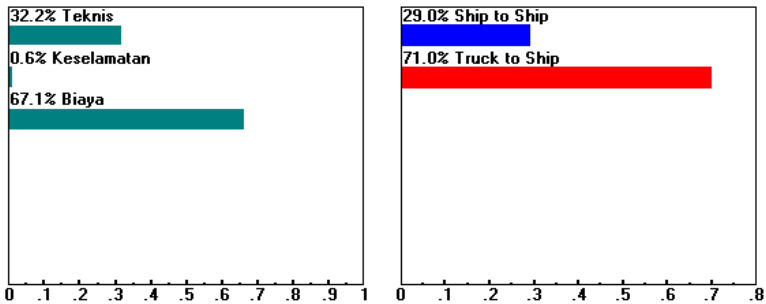
Pada kondisi nilai sensitivitas kriteria keselamatan dirubah menjadi 100% seperti pada Gambar 4.12, alternatif yang terpilih adalah *ship to ship*. Sedangkan pada kondisi sensitivitas kriteria keselamatan dirubah menjadi 50% dan 5%, alternatif yang terpilih adalah *truck to ship* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.13 dan Gambar 4.14.



Gambar 4.12 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 100%



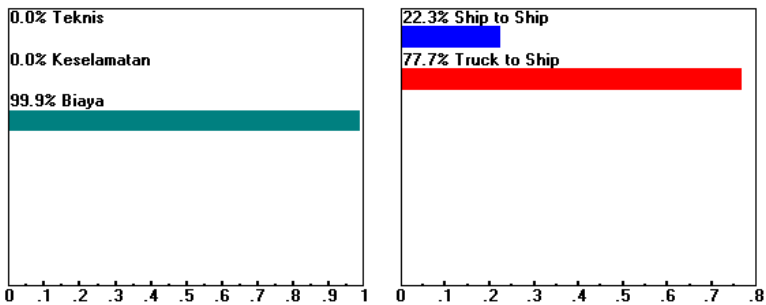
Gambar 4.13 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 50%



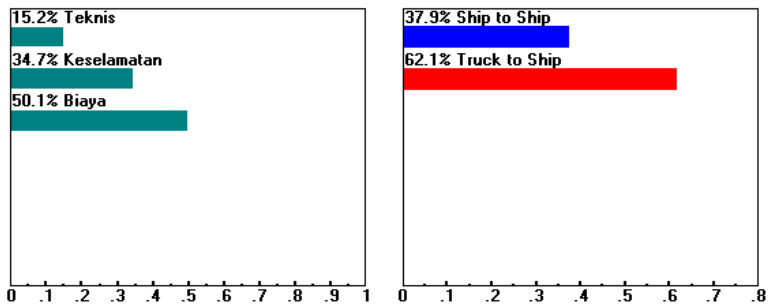
Gambar 4.14 Sensitivitas Kondisi Kriteria Keselamatan 0.5%

3. Sensitivitas Kriteria Biaya

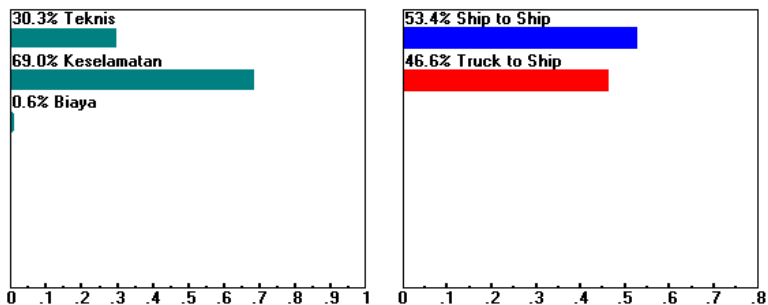
Pada kondisi nilai sensitivitas kriteria biaya dirubah menjadi 100% dan 50% seperti pada Gambar 4.15 dan Gambar 4.16, alternatif yang terpilih adalah *truck to ship*. Sedangkan pada kondisi sensitivitas kriteria biaya dirubah menjadi 5%, alternatif yang terpilih adalah *ship to ship* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.17.



Gambar 4.15 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 100%



Gambar 4.16 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 50%



Gambar 4.17 Sensitivitas Kondisi Kriteria Biaya 0.5%

IV.4 Desain Sistem Bunkering

Dari pemilihan sistem bunkering pada pembahasannya sebelumnya telah terpilih sistem bunkering menggunakan *truck to ship* (TTS). Pada studi kali ini truk LNG akan didesain mendapatkan pasokan LNG dari terminal penerima LNG yang ditempatkan dekat dengan pelabuhan yang akan digunakan sebagai fasilitas *bunkering* LNG

IV.4.1 Process Flow Diagram (PFD) dan Piping, Instrumen Diagram (P&ID)

Desain dari PFD dan P&ID akan dibagi menjadi dua bagian. Desain pertama untuk proses pengisian dari LNG *Storage* pada pembangkit listrik menuju truk LNG. Desain kedua untuk proses

bunkering dari truk LNG menuju tangki yang terinstalasi pada kapal.

Pada umumnya terdapat dua instalasi pipa untuk proses transfer LNG. Instalasi pipa digunakan untuk mengalirkan LNG dan yang lainnya untuk mengalirkan *vapour* gas dari arah sebaliknya. Di luar sistem transfer tersebut, juga ada instalasi pipa tambahan untuk mengalirkan Nitrogen untuk melakukan fungsi pembersihan dan *precooling* sebelum transfer dilakukan. Langkah transfer LNG antar tangki dijelaskan di bawah.

1. Precooling

Precooling dilakukan pada pipa yang digunakan untuk pengisian. Tujuan dilakukan *precooling* adalah untuk mengkondisikan semua komponen yang akan dilewati aliran LNG agar tidak terjadi keretakan. Proses pendinginan dilakukan dengan secara perlahan dengan mengalirkan LNG dari tangki pada truk.

Saat proses *precooling*, temperatur dan tekanan pada setiap tangki harus diperiksa. Jika temperatur dari tangki penerima di kapal lebih besar dari pada tangki di pada truk, maka akan terjadi penguapan ketika transfer LNG dimulai.

Proses transfer LNG membutuhkan perbedaan tekanan, yang dipengaruhi oleh kapasitas pompa dan tekanan pada tangki penerima. Semakin tinggi perbedaan tekanan, proses transfer akan semakin efisien.

2. Inerting

Inerting dilakukan dengan menggunakan gas inert, misal nitrogen untuk menghilangkan oksigen dan gas uap pada saluran pipa. Adanya uap pada pipa akan menghasilkan hidrat yang akan susah dihilangkan. Nitrogen sisa dari proses *inerting* pada pipa akan dibuang melalui *vent*.

3. Purging

Setelah dilakukan *inerting*, nitrogen dihilangkan di proses *purging*. *Purging* dilakukan dengan menggunakan natural gas.

Natural gas lalu dialirkan ke *vent* untuk dibuang. Katup segera ditutup jika pipa sudah dibersihkan agar tidak banyak gas metana yang terbuang keluar.

4. Pengisian

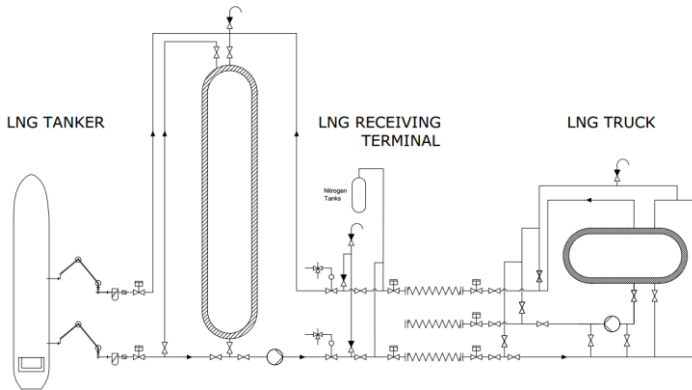
Pada tangki dengan tipe ISO Tank C, pengisian dapat dilakukan melalui pengisian atas dan pengisian bawah. Pada praktek umumnya proses pengisian diawali dengan pengisian atas karena dapat mengurangi tekanan pada tangki dan berganti ke pengisian bawah ketika tekanan yang diinginkan tercapai. Pengisian bersamaan dari sisi atas dan bawah biasanya juga dapat dilakukan.

5. Stripping

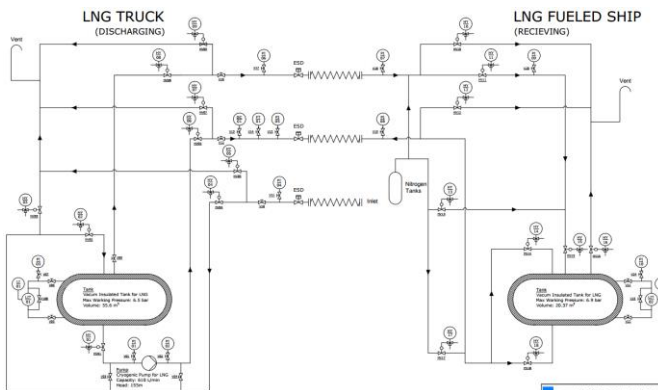
LNG yang tersisa pada *bunker hose* setelah pengisian selesai harus dikuras sebelum *bunker hose* dilepas. Ketika katup pada ujung *bunker hose* ditutup, otomatis LNG yang tersisa akan mengalir ke tangki karena perbedaan tekanan

6. Inerting

Natural gas yang tersisa pada pipa dihilangkan dengan nitrogen seperti pada *inerting* pada proses sebelum pengisian. Pembuangan nitrogen juga melalui *vent*.



Gambar 4.18 PFD Pengisian Truk LNG

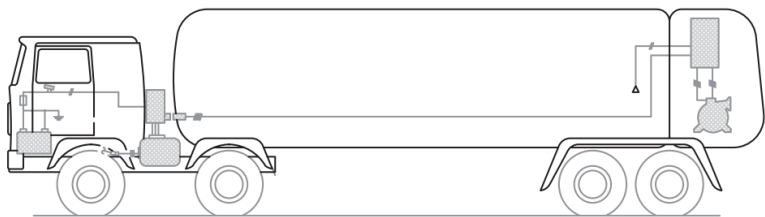


Gambar 4.19 P&ID Bunkering

IV.4.2 Spesifikasi Umum

1. Truk LNG

Truk LNG yang akan dipakai pada sistem bunkering akan menggunakan *semi-trailer* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.22. Secara umum komponen dari sebuah truk LNG terdiri dari truk sebagai penggerak, tangki penyimpanan, motor listrik, dan pompa. Spesifikasi dari *LNG truck* seperti pada Tabel. 4.28.



Gambar 4.20 Truck LNG
(Sumber: Cryostar, 2015)

Tabel 4.28 Spesifikasi Truk LNG

Keterangan	Spesifikasi
Kapasitas Tangki	55.6 m ³
Tekanan	0.65 Mpa
Panjang	13 m
Lebar	2.5 m
Tinggi	3.9 m

Tabel 4.29 Spesifikasi Pompa Truk LNG

Keterangan	Spesifikasi
Tipe Generator	Cyrostar Mixtran II
Frekuensi	50 – 60 Hz
Tipe Pompa	Cyrostar GBS 155/4.5
Flow	480 L/menit
Head	180 meter

2. Tangki LNG

Terdapat tiga jenis tangki LNG yang digunakan di darat yaitu *flat bottom tank*, *sphere tank*, dan *vacuum insulated bullet tank*. Penggunaan jenis tangki yang cocok digunakan pada terminal disesuaikan dengan kapasitas yang diperlukan. *Flat bottom tank* biasa digunakan pada kapasitas penyimpanan antara 2000 – 4000 m³, sedangkan *vacuum insulated tank* pada kapasitas yang lebih kecil yaitu 100 – 1000 m³. Melihat ketersediaan tangki pada

umumnya yang ada pada pasar dan melihat kapasitas masing-masing pelabuhan yang akan digunakan untuk *bunkering* LNG, tangki yang akan digunakan adalah *vacuum insulated tank* dengan kapasitas 301.24 m³.

Tabel 4.30 Spesifikasi Tangki LNG

Keterangan	Spesifikasi
Tipe Tangki	Chart VS-80000
Kapasitas	301.243 m ³
Tinggi	17.3 m
Diameter	5.8 m

IV.4.3 Perhitungan Kebutuhan LNG *Tanker*

Sebelum dapat menentukan fasilitas yang akan dibangun untuk sistem bunkering yang terpilih, terlebih dahulu menentukan kebutuhan kapal LNG *Tanker* yang akan memberikan pasokan LNG pada setiap terminal penerima LNG. Pada studi kali ini, pasokan LNG ditentukan berasal dari Tangguh LNG dan Badak LNG.

Untuk mempermudah sistem pasokan LNG, dari delapan pelabuhan bunkering yang terpilih dibagi menjadi dua *cluster*. *Cluster* I akan memasok LNG dari Badak LNG untuk terminal penerima yang ada di Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar dan Bau-bau. *Cluster* II akan memasok LNG dari Tangguh LNG untuk terminal penerima yang ada di Ambon, Sorong dan Jayapura.

Kapasitas LNG tanker yang akan dipakai dihitung berdasarkan kebutuhan LNG pada setiap terminal penerima dan lamanya kapal untuk menempuh *roundtrip* pada setiap *cluster*. Sehingga dari perhitungan *roundtrip* juga dapat ditentukan banyaknya tangki LNG yang akan diperlukan pada setiap terminal penerima.

1. *Roundtrip*

Roundtrip dibedakan pada setiap skenario bunkering LNG akibat penambahan pelabuhan pada setiap skenario. Pada *cluster* I, skenario *bunkering* I memiliki rute yaitu Badak LNG – Balikpapan – Makassar – Surabaya – Tanjung Priok – Badak LNG. Sedangkan skenario *bunkering* II dan III memiliki rute yaitu Badak LNG – Balikpapan – Makassar – Bau-bau – Surabaya – T.Priok – Badak LNG. Perhitungan jarak dan waktu tempuh pada setiap pelabuhan ditunjukkan pada Tabel 4.31.

Tabel 4.31 *Roundtrip Cluster I*

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam	Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Badak		6	Badak		6
Balikpapan	234	10	Balikpapan	234	10
Makassar	530	21	Makassar	530	21
Surabaya	829	32	Bau-bau	420	17
T. Priok	742	29	Surabaya	1140	43
Badak	1615	60	T. Priok	742	29
			Badak	1615	60

Dari penjabaran Tabel 4.31, jika durasi tempuh yang sudah termasuk durasi *loading/unloading* dijumlahkan mendapatkan hasil Skenario *bunkering* I memerlukan *roundtrip* selama 7 hari sedangkan skenario *bunkering* II dan III memerlukan *roundtrip* selama 8 hari.

Pada *cluster* II, skenario *bunkering* I dan II menempuh jarak dari Tangguh LNG – Ambon – Sorong – Tangguh, sedangkan pada skenario *bunkering* III menempuh jarak Tangguh – Ambon – Jayapura – Sorong – Tangguh. Perhitungan jarak dan waktu tempuh pada Tabel 4.32.

Tabel 4.32 *Roundtrip Cluster II*

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam	Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Tangguh		6	Tangguh		6
Ambon	793	32.58	Ambon	793	30.55
Sorong	644	25.18	Jayapura	1816	67.37
Tangguh	460	18.56	Sorong	1193	44.94
			Tangguh	460	18.56

Dari penjabaran Tabel 4.32, jika durasi tempuh yang sudah termasuk durasi *loading/unloading* dijumlahkan mendapatkan hasil Skenario *bunkering* I dan II memerlukan *roundtrip* selama 4 hari sedangkan skenario *bunkering* III memerlukan *roundtrip* selama 7 hari.

3. Kebutuhan Tangki LNG pada Terminal Penerima LNG

Lama *roundtrip* yang dihasilkan pada perhitungan sebelumnya, dapat ditentukan banyaknya tangki LNG yang diperlukan pada setiap terminal penerima LNG. Perhitungan dengan mengalikan kebutuhan LNG per harinya dengan lama *roundtrip* yang ditambahkan dengan *safetystock* selama satu hari.

Dari hasil perhitungan didapatkan kebutuhan tangki LNG pada setiap pelabuhan yang ditunjukkan pada Tabel 4.33.

Tabel 4.33 Kebutuhan Tangki LNG

Terminal (Pelabuhan)	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Jakarta	3	3	3
Surabaya	4	5	5
Balikpapan	2	3	3
Makassar	6	5	5
Bau-bau	-	2	2
Ambon	2	2	3

Terminal (Pelabuhan)	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Sorong	4	3	4
Jayapura	-	-	2

4. Ukuran LNG Tanker

Penentuan besar kapasitas LNG *tanker* yang diperlukan setiap *cluster* ditentukan dengan memperhatikan jumlah total kebutuhan LNG pada setiap pelabuhan pada satu *cluster*.

Tabel 4.34 Kebutuhan LNG setiap *Cluster* (m³)

<i>Cluster</i>	Skenario I	Skenario II	Skenario III
I	3526,6	4153,3	4253,3
II	1083,2	1019,0	1799,3

Dari kebutuhan yang ditunjukkan pada Tabel 4.34, dapat disesuaikan besar kapal yang akan dipakai pada *cluster* I adalah LNG *Tanker* dengan kategori ukuran 7500m³, misalnya Coral Methane. *Cluster* II akan dilayani LNG tanker dengan kategori ukuran 2500m³, misal Shinju Maru No.1.

IV.4.4 Desain Layout Terminal Penerima

Setelah P&ID selesai dilakukan, juga penentuan tangki yang akan dipakai pada setiap instalasi, selanjutnya adalah mendesain layout penempatan tangki pada setiap terminal penerima LNG. Dalam mendesain layout, acuan yang dipakai adalah NFPA 59A: *Standards of Production, Storage, and Handling of LNG*. Beberapa jarak antar komponen yang diatur adalah berikut.

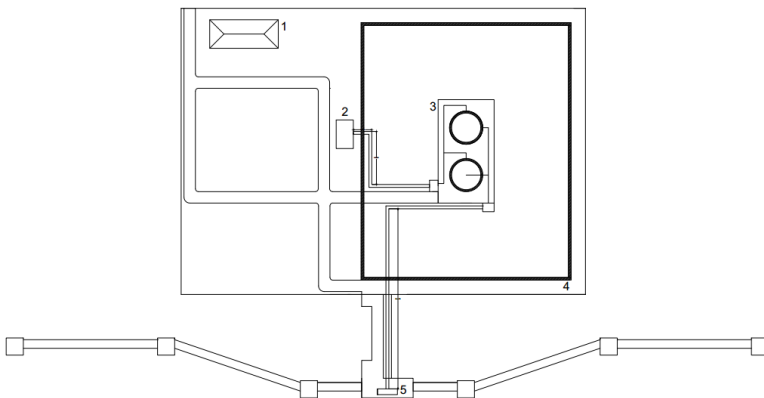
Tabel 4.35 Ringkasan NFPA 59A

Keterangan	Besar
Jarak antara tangki	2.15 m

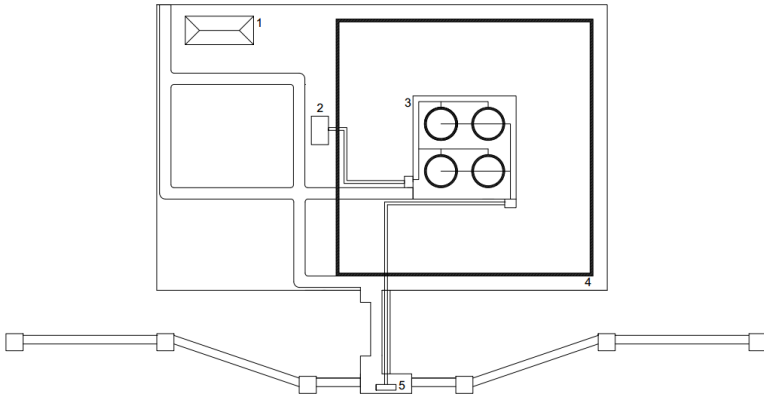
Keterangan	Besar
Jarak antara tangki dan properti	30 m
Jarak antara peralatan proses dan tangki	15 m
Jarak antara loading-unloading dan struktur	15 m

Dalam studi kali ini, layout akan dikategorikan berdasarkan banyaknya tangki yang akan dipasang pada setiap terminal penerima. Dari kebutuhan tangki yang sudah dihitung, ditentukan layout dikategorikan dalam beberapa kelompok; Layout I (1-2 tangki LNG), Layout II (3-4 tangki LNG), dan Layout III (5-6 tangki LNG)

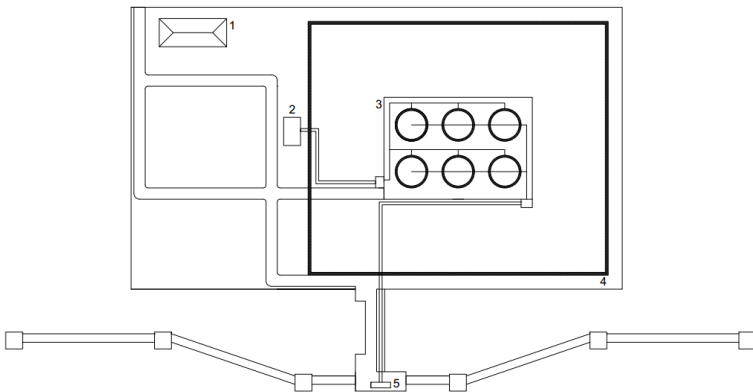
Banyaknya tangki LNG yang dibutuhkan digambarkan pada layout dalam bentuk dua dimensi seperti pada Gambar 4.21 – 4.23 dan dalam bentuk tiga dimensi pada Gambar 4.24.



Gambar 4.21 Layout Terminal Penerima Kategori I



Gambar 4.22 Layout Terminal Penerima Kategori II

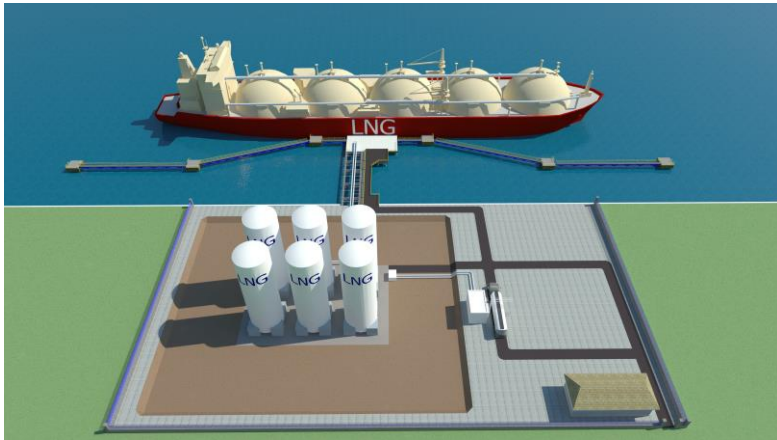


Gambar 4.23 Layout Terminal Penerima Kategori III

Dari hasil analisa pada gambar layout dihasilkan luasan tanah yang diperlukan dalam pembangunan. Luas tanah yang dihasilkan nantinya digunakan dalam analisa keekonomian pada sub bab berikutnya.

Tabel 4.36 Luas Tanah

Kategori	Banyak Tangki	Luas Tanah
I	1 – 2	50,1 m x 70,1 m
II	3 – 4	50,1 m x 79,1 m
III	5 – 6	50,1 m x 87,4 m



Gambar 4.24 Layout 3D Terminal Kategori III (5 -6 Tangki)

IV.5 Kajian Ekonomi

Kajian ekonomi pada studi kali ini mencakup dua hal, yang pertama adalah dari sisi penyedia LNG, dan yang kedua dari sisi pemilik kapal. Aspek ekonomi dari penyedia LNG adalah pada margin berapa LNG dijual kepada pemilik kapal sehingga mendapatkan keuntungan yang paling besar. Dari pemilik kapal, ekonomi yang akan dihitung adalah penghematan yang paling banyak dari beberapa nilai pembelian LNG. Dalam kajian ekonomi kali ini dipakai dua variabel pada kelayakan investasi, yaitu *Capitan Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX).

IV.5.5. Kajian Ekonomi Penyedia LNG

1. Capex

Capital Expenditure (CAPEX) adalah semua biaya investasi awal. Dari sisi penyedia LNG, biaya investasi adalah semua biaya untuk pengadaan sistem *bunkering*. Pada proses *bunkering* memerlukan investasi berupa truk beserta pompa untuk proses *unloading*, LNG *storage*, dan lainnya seperti ditunjukkan pada Tabel 4.34. Pada hasil penjumlahan semua investasi yang diperlukan, pada skenario *bunkering* I memerlukan investasi sebesar \$48,709,494, skenario *bunkering* II dengan \$55,709,494 dan skenario *bunkering* III dengan \$60,827,294.

Tabel 4.37 CAPEX Fasilitas Sorong pada Skenario III

No	Investasi	Skenario III	
		Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	4 Unit	\$ 1,800,000
2	LNG Tanker Offloading	1 Unit	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1 Unit	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200 m	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1 Unit	\$ 77,000
6	Jetty	150 m	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,963 m ²	\$ 324,959
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	4 Unit	\$ 230,000
		Total	\$ 7,373,459

2. Opex

Operational Expenditure (Opex) adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk melakukan operasional pada periode tertentu, biasanya pada periode satu tahun. Pada sisi penyedia LNG, biaya operasional yang diperlukan antara lain karyawan pada terminal penerima, operator truk, listrik, perbaikan dan pajak. Lebih

jelasan biaya operasional ditunjukkan pada Tabel 4.35. Dari hasil perhitungan, skenario *bunkering* I memerlukan \$12,103,740 per tahun, skenario *bunkering* II memerlukan \$12,321,857, dan skenario *bunkering* III memerlukan \$12,553,063.

Tabel 4.38 OPEX Fasilitas *Bunkering* Sorong pada Skenario III

No	Operasional	Skenario III			
		Unit		Harga/tahun	
1	Electrical	1	Unit	\$	30,521
2	Crew	10	Orang	\$	46,154
3	Land Building Tax	1	Unit	\$	14,747
4	Truck Driver	4	Orang	\$	18,462
5	Maintenance	1	Unit	\$	36,005
Total				\$	145,543

Selain operasional untuk fasilitas penerima LNG, biaya operasional yang lain adalah harga sewa LNG *tanker* dan biaya operasionalnya. Harga sewa LNG *tanker* terdiri dari dua kapal pada *cluster* I dan *cluster* II yang telah terpilih pada perhitungan sebelumnya.

Tabel 4.39 Operasional LNG *Tanker* pada *Cluster* I

		Cluster I	
		Skenario I	Skenario II & III
Bahan Bakar			
Durasi (jam)		158	187
HSD (liter)		84,303	99,392
HSD (liter) / year		3,974,284	4,099,929
HSD \$ / year	\$	2,201,142	\$ 2,270,730
Lubrikasi			
LO (liter)		207	244
LO (liter) / year		9,746	10,054
LO \$ / year	\$	14,993	\$ 15,467

Perawatan			
Perawatan \$ / year	\$	230,000	\$ 230,000
Port Charge			
Jasa Tambat	\$	379	\$ 379
Jasa Pandu	\$	312	\$ 312
Jasa Tunda	\$	429	\$ 429
Port Charge / Pelabuhan	\$	1,120	\$ 1,120
Port Charge / roundtrip	\$	5,598	\$ 6,717
Port Charge / tahun	\$	263,900	\$ 277,095
ABK			
12 ABK / tahun	\$	166,154	\$ 166,154
Total	\$	2,876,189	\$ 2,959,446

3. Pemasukan

Pemasukan (revenue) atau disebut juga margin penjualan pada studi kali ini didapat dari selisih antara harga beli LNG dan harga jual LNG kepada pemilik kapal. Margin penjualan divariasikan menjadi empat, yaitu ketika keuntungan \$3, \$3.5, \$4 dan \$4.5 setiap penjualan 1 mmbtu LNG. Harga jual LNG kemudian dikalikan dengan banyaknya bunkering LNG yang dilakukan per tahun, yaitu sebesar 5,742,826 mmbtu.

Tabel 4.36 menunjukkan pendapatan per tahun dari margin yang divariasikan. Harga beli LNG diasumsikan tetap pada harga \$8. Sehingga akan ada variasi harga penjualan di \$11, \$11.5, \$12 dan \$12.5. Beberapa skenario harga jual ini akan diterapkan pada harga beli dari sisi pemilik kapal yang akan dijelaskan pada poin lainnya.

Tabel 4.40 Perhitungan pemasukan di margin \$3 dan \$3.5

	Margin \$3		Margin \$3.5	
Harga beli /mmbtu	\$	8	\$	8
Margin /mmbtu	\$	3	\$	3,5

	Margin \$3	Margin \$3.5
Harga jual /mmbtu	\$ 11	\$ 12,5
Pemasukan	\$ 22,417,481	\$ 26,153,728

Tabel 4.41 Perhitungan Pemasukan di Margin \$1.5 dan %2

	Margin \$4	Margin \$4.5
Harga beli /mmbtu	\$ 8	\$ 8
Margin /mmbtu	\$ 4	\$ 3,5
Harga jual /mmbtu	\$ 12	\$ 12,5
Pemasukan	\$ 29,889,974	\$ 33,626,221

4. Bunga Bank

Bunga bank merupakan rasio dari bunga yang dibayarkan terhadap pinjaman pada periode tertentu, bunga bank biasanya dinyatakan dalam bentuk presentase. Pada studi kali ini dipakai tingkat bunga bank sebesar 10.25% yang diambil dari bank swasta terhadap pinjaman investasi. Sedangkan sesuai ketentuan bank tersebut, pinjaman dilakukan maksimal dalam waktu 15 tahun. Maksimum pembiayaan oleh bank adalah 65%, yang artinya 35% adalah pembiayaan sendiri oleh pemodal.

Pada studi kali ini diambil jumlah yang biayai sendiri sebesar 50%. Pada Tabel Lampiran ditunjukkan bahwa bunga yang dibayarkan adalah perkalian antara pinjaman pokok dan tingkat bunga. Misal pada tahun 2019 nilai saldo pinjaman pokok adalah sebesar \$28,440,605. Kemudian nilai saldo tersebut dikalikan dengan suku bunga sebesar 10,25% maka didapatkan nilai bunga yang harus dibayarkan pada tahun 2020 adalah sebesar \$2,915,162.

5. Pembayaran Cicilan

Pembayaran cicilan per tahun diketahui dengan menggunakan formula “PMT” pada Microsoft Excel. Formula PMT ditulis dalam format:

$$= PMT(rate, nper, pv) \quad (4.1)$$

Dimana:

Rate : Besar suku bunga
 Nper : Lama pinjaman
 PV : Banyaknya pinjaman

Misal pada skenario *bunkering* III, setiap tahunnya harus dibayarkan cicilan dengan formula $PMT(10.25\%, 60, 827, 294)$ sehingga dihasilkan cicilan sebesar \$4,055,825 setiap tahunnya.

6. Pinjaman Pokok

Besar pinjaman pokok didapat dari pembayaran cicilan dikurangi bunga tiap tahunnya. Misal pada *bunkering* skenario III, pada tahun 2020 bunga yang harus dibayarkan adalah \$2,915,162, sehingga dari pengurangan pembayaran cicilan dengan bunga dihasilkan pinjaman pokok yang sebenarnya dibayar adalah \$1,140,663.

7. Nilai Depresiasi

Depresiasi merupakan penurunan nilai dari suatu properti karena fungsi waktu dan pemakaian (Pujawan, 2012). Depresiasi tidak termasuk ke dalam aliran kas, tetapi masuk ke dalam pengeluaran sebelum pajak (tax deductible expense). Aset yang terkena nilai depresiasi adalah aset dengan syarat:

- 1) Aset tersebut menghasilkan pemasukan
- 2) Mempunyai nilai ekonomis
- 3) Mempunyai nilai ekonomis lebih dari satu tahun
- 4) Nilai penggunaan dari aset menurun karena sebab alamiah

Ada beberapa metode untuk menentukan nilai depresiasi, salah satunya yang akan dipakai pada studi kali ini adalah metode garis lurus (straight line). Dengan metode ini, depresiasi dihitung dengan asumsi nilai suatu aset berkurang secara linier terhadap waktu atau umur dari aset tersebut. Jika dinyatakan dalam bentuk rumus seperti pada Persamaan 4.1.

$$D_t = \frac{P - S}{N} \quad (4.2)$$

Dimana:

D_t = besar depresiasi pada tahun ke $-t$

P = nilai awal dari aset

S = nilai akhir dari aset

N = masa pengoperasian aset dalam tahun

Pada studi kali ini, diasumsikan pada akhir pengoperasian, aset akan mempunyai nilai sisa sebesar 10% dari nilai awal. Pada skenario bunkering III, nilai aset awal sebesar \$60,827,294 sehingga didapat nilai depresiasinya setelah 20 tahun adalah $\$60,827,294 - 10\%(\$60,827,294)/20$ adalah sebesar \$2,737,228 setiap tahunnya.

8. Pajak

Peraturan tentang pajak pada studi ekonomi kali ini adalah berdasarkan PP No.43 Tahun 2013 tentang pajak penghasilan atas penghasilan dari badan usaha. Besarnya pajak yang dikenakan dibedakan berdasarkan bruto atau penghasilan kotor yang dibagi menjadi tiga jenis seperti ditunjukkan pada Tabel 4.38.

Tabel 4.42 Pajak Badan Usaha

Penghasilan kotor	Tarif Pajak
Kurang dari Rp4.8M	1% x Penghasilan Kotor
Lebih dari Rp 4.8M s/d Rp 50 M	$\{0.25 - (0.6M/\text{Penghasilan Kotor})\} \times \text{PKP}$
Lebih dari Rp 50 M	25% x PKP

Yang termasuk dalam penghasilan kotor atau PKP (penghasilan kena pajak) adalah nilai pemasukan dikurangi oleh pengeluaran untuk operasional, suku bunga dan depresiasi. Misal pada skenario *bunkering* III margin \$4 pada tahun 2020, nilai

penghasilan sebelum pajak adalah \$11,433,460. Maka nilai tersebut masuk pada pajak yang lebih dari 50M. Nilai penghasilan tersebut dikalikan dengan rumus pada tabel, sehingga pajak yang harus dibayar pada tahun 2020 adalah \$2,840,710.

9. Aliran Kas

Aliran kas (cashflow) adalah penjumlahan dari pemasukan dan pengeluaran dari suatu usaha. Aliran kas didapatkan Capex dikurangi pemasukan setelah pajak dan pinjaman pokok.

10. Diskonto dan Inflasi

Faktor diskonto dipakai untuk menkonversi nilai di masa yang datang (future value) menjadi nilai sekarang (present value). Dimana faktor diskonto dihitung dengan rumus:

$$DF = \frac{1}{(1 + i)^n} \quad (4.2)$$

Dimana:

DF = faktor diskonto

i = nilai inflasi

n = perbedaan tahun

Studi kali ini mengasumsikan nilai inflasi berada pada nilai 5%. Nilai aliran yang sudah dikalikan dengan nilai diskonto disebut aliran kas terdiskon. Aliran kas yang sudah didiskon kemudian diakumulasi dengan penambahan dari aliran kas tahun sebelumnya.

11. Payback Period

Payback period adalah periode dimana nilai investasi kembali. Periode ini ditunjukkan ketika nilai aliran kas yang sudah dikumulatifkan berubah dari negatif menjadi positif. Misalkan pada pada skenario *bunkering* III dengan margin penjualan LNG sebesar \$4, nilai aliran kas yang terakumulasi berubah dari negatif menjadi positif pada tahun 2026, maka di tahun ini merupakan

payback period. Lebih tepatnya *payback period* dirumuskan dengan rumus di bawah.

$$P_p = (n - x) + \left(-\frac{b}{c}\right) \quad (4.3)$$

Dimana

P_p = *Payback period*

n = tahun terakhir akumulasi aliran kas negatif

x = lama kontruksi

b = nilai absolut akumulasi aliran kas pada tahun ke n

c = nilai aliran kas terdiskon

Misal pada skenario *bunkering* III pada margin penjualan LNG \$4, rumus *payback period* adalah $(8-1)+(-4,982,419)/5,640,149$ yang hasilnya adalah 7,9 tahun setelah beroperasi.

12. IRR

Pada studi kali ini nilai IRR dicari dengan menggunakan fungsi pada microsoft yaitu excel =IRR(nilai aliran kas). Sehingga didapat IRR pada skenario *bunkering* III dengan margin penjualan LNG \$4 adalah 14%. Nilai IRR ini harus lebih besar atau sama dengan suku bunga pinjaman yang dipakai.

13. NPV

Nilai NPV diambil dari nilai aliran kas yang telah terdiskon dan terakumulasi pada tahun terakhir umur proyek. Misal pada tahun skenario *bunkering* III dengan margin penjualan LNG \$4 memiliki NPV 47,416,138.

IV.5.6. Keekonomian Pada Kapal

Perhitungan keekonomian kemudian dilakukan juga dari pihak pemilik kapal. Capex dari sisi pemilik kapal berupa investasi seperti LNG *Storage*, konverter baik untuk mesin pokok dan mesin bantu dan biaya modifikasi kapal. Pada hasil penjumlahan dari 24

kapal yang dipakai, pada skenario *bunkering* I memerlukan investasi sebesar \$33,973,718, skenario *bunkering* II memerlukan \$33,833,718 dan skenario *bunkering* III memerlukan \$32,538,718. Dari nilai yang menurun dari skenario *bunkering* I ke skenario *bunkering* III, dapat disimpulkan bahwa dengan semakin banyaknya pelabuhan *bunkering* yang dipakai, nilai investasi yang harus dilakukan pemilik kapal semakin sedikit.

Keekonomian dilakukan pada variasi harga beli LNG dan harga beli HSD. Pada studi kali ini digunakan variasi harga beli LNG yang mengikuti margin dari pemasok LNG setiap satuan mmbtu yaitu; \$11 \$11.5 \$12 \$12.5. Sedangkan variasi pembelian HSD untuk setiap satuan liter dibedakan pada harga HSD subsidi dan HSD non-subsidi. Yaitu \$0,55 (Rp.7,200) untuk non-subsidi dan \$0.39 (Rp.5,150) untuk subsidi.

Tabel 4.43 CAPEX KM. Ciremai pada Skenario *Bunkering* III

No	Investasi	Skenario III	
		Unit	Total Harga
1	LNG ISO Tank Type C 20ft	5	\$ 175,000
2	Konverter untuk ME	2	\$ 538,462
3	Konverter untuk AE	4	\$ 420,513
4	Modifikasi	1	\$ 153,846
Total		\$	1,287,821

1. Penghematan

Nilai pemasukan dari pihak pemilik kapal pada studi kali ini didapat dari jumlah penghematan akan penggunaan bahan bakar yang berganti dari HSD menjadi LNG. Jumlah pemasukan kemudian dikurangi dengan keuntungan yang hilang akibat pemasangan tangki LNG. Misal KM. Ciremai setiap bulan pada skenario *bunkering* III jika memakai LNG memerlukan 35,378 mmbtu dan jika memakai HSD memerlukan 965,461 liter. Dengan harga beli LNG pada variasi \$10 setiap mmbtu dan HSD pada

\$0.55 setiap literanya, maka penghematan yang dapat dilakukan setiap bulannya adalah \$180,939.

Tabel 4.44 Penghematan pada KM. Ciremai

LNG (mmbtu) /bulan	HSD (liter) /bulan	LNG /bulan	HSD /bulan	Hemat /bulan
35,378	965,461	\$424,534	\$534,717	\$110,183

Sehingga dari perhitungan di atas, setiap tahunnya pengoperasian akibat penggunaan *dual fuel* LNG pada KM. Ciremai dapat menghemat \$1,322,195. Perhitungan di atas dilakukan pada 23 kapal Pelni lainnya.

2. *Opportunity Loss*

Selain keuntungan berupa penghematan biaya bahan bakar, penggunaan *dual fuel* LNG juga berpengaruh pada berkurangnya muatan yang dibawa pada kapal. Jumlah tangki LNG yang diinstall kapal akan mengurangi *payload* pada kontainer yang seharusnya bisa dibawa pada kapal. Untuk mendapatkan banyak kontainer yang hilang karena instalasi tangki LNG digunakan perbandingan berat maksimal. Tangki LNG yang dipakai, setiap satu tangkinya memiliki berat maksimal 32 ton, sedangkan berat maksimal kontainer kering yang diangkut oleh armada kapal Pelni adalah 30ton setiap kontainernya.

Banyaknya kontainer yang tidak bisa diangkut pada setiap pelayarannya dikalikan dengan jumlah rata-rata trip armada kapal pada setiap tahunnya, pada studi kali ini dipakai 25 kali. Untuk mengkonversi menjadi kerugian pada unit harga, satu unit kontainer diasumsikan akan kehilangan \$1,528 (Rp.20,000,000) pada setiap tripnya. Sehingga pada setiap tahunnya, pengurangan pendapatan pada KM. Ciremai yang memerlukan 10 tangki LNG adalah \$410, 256.

3. Pemasukan

Pemasukan pada studi ekonomi dari pihak pemilik kapal berasal dari penghematan dari penggunaan bahan bakar dikurangi dengan pengurangan pendapatan karena kontainer yang tidak bisa diangkut. KM Ciremai pada skenario *bunkering* III dengan harga beli LNG di \$12/mmbtu dan HSD di \$0,55/liter setiap tahunnya akan mendapatkan pemasukan sebesar $\$1,322,195 - \$410,256 = \$911,939$.

Nilai penghematan semua armada kapal kemudian ditotal dan dilakukan kajian ekonomi dengan langkah yang sama seperti pada perhitungan ekonomi pada pemasuk gas dengan kondisi yang sama, yaitu dengan pinjaman bank sebesar 50% dari modal.

IV.5.7. Rangkuman Kajian Ekonomi

Dari dua kajian ekonomi terhadap penyedia LNG dan pemilik kapal, kemudian disandingkan untuk menentukan harga jual LNG yang menguntungkan bagi kedua perusahaan. Seperti pada perhitungan awal, kajian ekonomi pada penyedia LNG dilakukan dengan variasi margin keuntungan pada setiap penjualan LNG per mmbtunya adalah \$3, \$3.5, \$4 dan \$4.5 sehingga dengan harga beli \$8 didapatkan variasi harga jual LNG kepada pemilik kapal pada harga \$11, \$11.5, \$12 dan \$12.5. Variasi harga tersebut pada kajian ekonomi pada pemilik kapal digunakan sebagai variasi harga beli LNG. Perhitungan lebih lanjut pada kajian ekonomi pemilik kapal dilakukan variasi harga beli HSD dengan kategori, yaitu HSD subsidi sebesar \$0.39 (Rp 5,150) dan HSD non-subsidi atau industri sebesar \$0.55 (Rp 7,200).

1. Skenario I – 6 Lokasi Bunkering

Hasil perhitungan ekonomi skenario *bunkering* I ditunjukkan pada Tabel 4.45 untuk keekonomian penyedia LNG dan Tabel 4.46 untuk keekonomian kapal Pelni. Dari Tabel 4.45, pada kondisi semua margin penjualan LNG menghasilkan *payback period* dibawah 20 tahun dan nilai NPV positif. Tetapi pada margin \$3

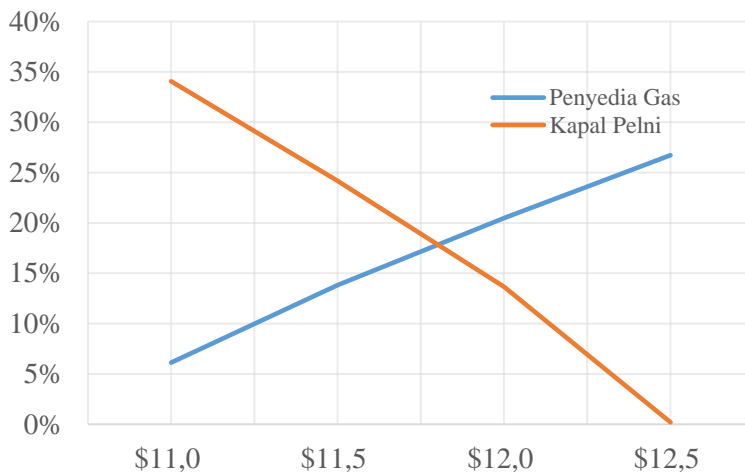
menghasilkan IRR yang rendah. Dari Tabel 4.46, kondisi menguntungkan bagi Pelni sampai harga beli LNG di \$12.

Tabel 4.45 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario I

	LNG Sell	LNG Buy	Revenue	NPV	IRR	PP
A	\$ 8	\$ 11	\$22,417,481	\$ 4,140,129	6%	17,1
B	\$ 8	\$11.5	\$26,153,728	\$ 36,452,755	14%	7,8
C	\$ 8	\$ 12	\$29,889,974	\$ 68,750,394	20%	5,3
D	\$ 8	\$12.5	\$33,626,221	\$101,038,039	27%	4,1

Tabel 4.46 Keekonomian Kapal Pada Skenario I

	LNG	HSD	Saving	NPV	IRR	PP
A	\$ 11	\$0,55	\$19,581,291	\$108,091,282	34%	3.2
B	\$11.5	\$0,55	\$16,099,917	\$ 68,021,262	24%	4.7
C	\$ 12	\$0,55	\$12,618,543	\$ 27,951,243	14%	8.3
D	\$12.5	\$0,55	\$9,137,170	\$(12,118,776)	0%	>20



Gambar 4.25 Grafik IRR Skenario I

Dari grafik perbandingan IRR antara penyedia LNG dan Pelni pada perhitungan skenario I menghasilkan nilai IRR yang sama, yaitu sekitar 18% pada nilai harga LNG \$11.8.

2. Skenario II – 7 Lokasi Bunkering

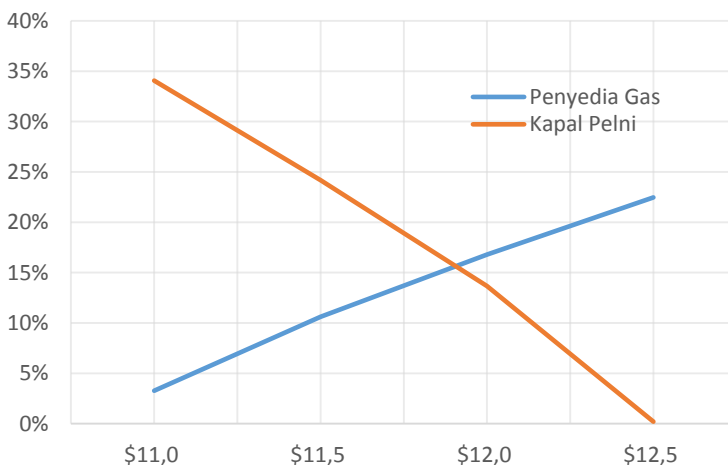
Hasil perhitungan ekonomi skenario *bunkering* II ditunjukkan pada Tabel 4.48 untuk keekonomian penyedia LNG dan Tabel 4.49 untuk keekonomian kapal Pelni. Dari Tabel 4.48, penyedia LNG mendapatkan kondisi keuntungan pada margin penjualan \$3.5 ke atas, karena pada margin \$3 *payback period* yang dihasilkan di atas 20 tahun dan nilai NPV negatif. Dari Tabel 4.49, Pelni dalam mengalami kerugian jika harga beli LNG sampai di angka \$12.5 karena *payback period* yang dihasilkan di atas 20.

Tabel 4.47 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario II

	LNG Beli	LNG Jual	Pemasukan	NPV	IRR	PP
A	\$ 8	\$ 11	\$22,417,481	\$ (6,846,559)	3%	>20
B	\$ 8	\$11.5	\$26,153,728	\$ 25,468,503	11%	10,3
C	\$ 8	\$ 12	\$29,889,974	\$ 57,767,967	17%	6,5
D	\$ 8	\$12.5	\$33,626,221	\$ 90,057,034	22%	4,9

Tabel 4.48 Rangkuman Keekonomian Kapal Pada Skenario II

	LNG	HSD	Pemasukan	NPV	IRR	PP
A	\$ 11	\$0,55	\$19,581,291	\$108,774,598	34%	3.2
B	\$11.5	\$0,55	\$16,099,917	\$ 68,504,579	24%	4.6
C	\$ 12	\$0,55	\$12,618,543	\$ 28,434,559	14%	8.2
D	\$12.5	\$0,55	\$9,137,170	\$(11,635,460)	0%	>20



Gambar 4.26 Grafik IRR Skenario II

Dari grafik perbandingan IRR antara penyedia LNG dan Pelni pada perhitungan skenario II menghasilkan nilai IRR yang sama, yaitu sekitar 15.5% pada nilai harga LNG \$11.9.

3. Skenario III – 8 Lokasi Bunkering

Hasil perhitungan ekonomi skenario *bunkering* I ditunjukkan pada Tabel 4.50 untuk keekonomian penyedia LNG dan Tabel 4.51 untuk keekonomian kapal Pelni. Dari Tabel 4.50, kondisi menguntungkan bagi penyedia LNG pada margin penjualan \$4 ke atas, karena pada margin \$3.5 nilai IRR masih rendah. Dari Tabel 4.46, kondisi menguntungkan bagi Pelni sampai harga beli LNG di \$12.

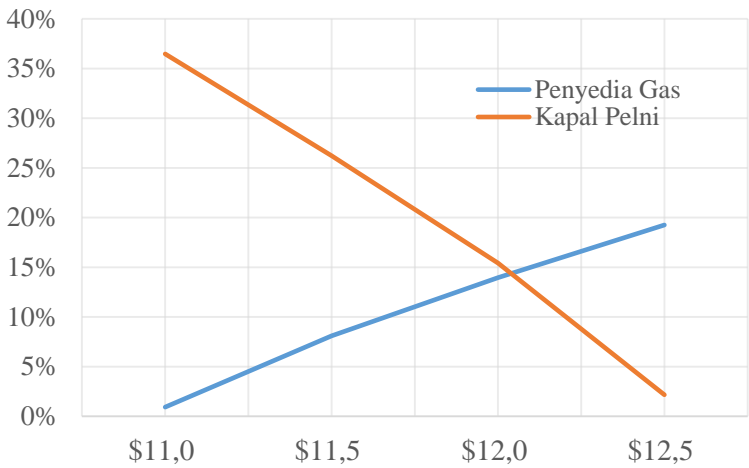
Tabel 4.49 Keekonomian Penyedia LNG Pada Skenario III

	LNG Beli	LNG Jual	Pemasukan	NPV	IRR	PP
A	\$ 8	\$ 11	\$22,417,481	\$(17,202,502)	1%	>20
B	\$ 8	\$11.5	\$26,153,728	\$ 15,114,910	8%	14.1

	LNG Beli	LNG Jual	Pemasukan	NPV	IRR	PP
C	\$ 8	\$ 12	\$29,889,974	\$ 47,416,138	14%	7.9
D	\$ 8	\$12.5	\$33,626,221	\$ 79,706,575	29%	5.7

Tabel 4.50 Rangkuman Keekonomian Kapal Pada Skenario III

	LNG	HSD	Pemasukan	NPV	IRR	PP
A	\$ 11	\$0,55	\$19,581,291	\$113,045,272	36%	3.0
B	\$11.5	\$0,55	\$16,099,917	\$ 72,975,253	26%	4.3
C	\$ 12	\$0,55	\$12,618,543	\$ 32,905,233	15%	7.4
D	\$12.5	\$0,55	\$9,137,170	\$ (7,164,786)	2%	>20



Gambar 4.27 Grafik IRR Skenario III

Dari grafik perbandingan IRR antara penyedia LNG dan Pelni pada perhitungan skenario III menghasilkan perpotongan IRR yang sama pada nilai 14.5% pada harga LNG \$12.05.

LAMPIRAN IA
DAFTAR ARMADA KAPAL PELNI DAN SPESIFIKASI

Ukuran Utama Kapal dan Spesifikasi ME & AE

Nama Kapal	Dimensi			Kecepatan		Mesin Induk					Mesin Bantu					
	L (m)	B (m)	T (m)	Dinas (knot)	Max (knot)	n	Type	Power (HP)	85% (HP)	SFOC		n	Type	Power (HP)	85% (HP)	SFOC (g/kWh)
										(g/kWh)	(g/kWh)					
KM. Awu	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. Binaiya	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. B. Raya	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. B. Siguntang	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 6MU601C	8700	7395.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-24	1200	1020.0	217.0	
KM. Ciremai	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 6MU601C	8700	7395.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-25	1200	1020.0	217.0	
KM. Dobonsolo	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 6MU601C	8700	7395.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-26	1200	1020.0	217.0	
KM. Dorolonda	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 8MU601C	11587	9849.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-30	1200	1020.0	217.0	
KM. G. Dempo	147.0	23.4	5.9	20.0	22.4	2	MaK 6M43	8158	6934.3	177.0	4	Yanmar 6N21L-EV	1088	924.8	213.9	
KM. Kelimutu	99.8	18.0	4.2	14.0	15.3	2	MaK 6MU453B	2176	1849.6	180.5	4	Daihatsu 6DS-18A	620	527.0	209.0	
KM. Kelud	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 8MU601C	11587	9849.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-29	1200	1020.0	217.0	
KM. Labobar	146.5	23.4	5.9	20.0	22.4	2	Caterpillar 9M43	11421	9707.9	184.6	4	Cat 6M20	1550	1317.5	218.0	
KM. Lambelu	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 6MU601C	8700	7395.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-27	1200	1020.0	217.0	
KM. Lawit	99.8	18.0	4.2	14.0	15.3	2	MaK 6MU453B	2176	1849.6	180.5	4	Daihatsu 6DS-18A	620	527.0	209.0	
KM. Leuser	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. Ngappulu	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 8MU601C	11587	9849.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-31	1200	1020.0	217.0	
KM. Pangrango	74.0	15.2	2.9	15.9	16.4	2	MaK 8M20	1632	1387.2	197.0	4	Cat 3412 DI-T	431	366.4	224.0	
KM. Sangiang	74.0	15.2	2.9	15.9	16.4	2	MaK 8M20	1632	1387.2	197.0	4	Cat 3412 DI-T	431	366.4	224.0	
KM. Sinabung	146.5	23.4	5.9	20.0	20.2	2	MaK 8MU601C	11587	9849.0	187.0	4	Daihatsu 6DL-28	1200	1020.0	217.0	
KM. Sirimau	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. Tataimailau	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. Tidar	144.0	23.4	5.9	20.0	20.0	2	MaK 6MU601AK	8500	7225.0	190.0	4	Daihatsu 8PSHTC	1200	1020.0	229.0	
KM. Tilongkabila	99.8	18.0	4.2	14.0	15.0	2	MaK 6MU453C	2176	1849.6	181.0	4	Daihatsu 6DL-19	620	527.0	209.7	
KM. Umsini	144.0	23.4	5.9	20.0	20.0	2	MaK 6MU601AK	8500	7225.0	190.0	4	Daihatsu 8PSHTC	1200	1020.0	229.0	
KM. Wilis	74.0	15.2	2.9	15.9	16.4	2	MaK 8M20	1632	1387.2	197.0	4	Cat3412 DI-T	431	366.4	224.0	

LAMPIRAN IB
JADWAL PELAYARAN PELNI

Tgl	KM. Awu	KM. Binaiya	KM. B. Raya	KM. B. Siguntang	KM. Ciremai	Km. Dobonsolo	KM. Dorolonda	KM. G. Dempo	KM. Kelimutu
1	Kumai	Surabaya	Tj. Priok	Lewoleba Kupang Lewoleba	Bau-bau	Manokwari	Balikpapan	Biak	Makassar
2	Surabaya	Sampit	Belinyu	Maumere	Sorong	Sorong	Surabaya Balikpapan	Jayapura	Bau-bau
3			Kijang Letung Tarempa	Makassar Pare-pare	Manokwari	Bau-bau	Pantoloan Toli-toli	Biak	Wanci
4	Denpasar	Semarang	Natuna Midai Serasan	Balikpapan	Serui	Makassar	Amurang Bitung	Sorong	Ambon
5	Bima	Sampit		Tarakan Nunukan	Jayapura	Surabaya	Ternate	Ambon	Banda
6	Waingapu			Balikpapan	Manokwari			Makassar	Saumlaki
7	Ende Sabu		Pontianak	Pare-pare Makassar	Sorong	Tj. Priok	Sorong Manokwari	Surabaya	Tual Dobo
8	Rote Kupang	Semarang		Maumere	Bau-bau	Surabaya	Nabire Serui Biak	Tj. Priok	Timika Agats
9	Larantuka Kalabahi Kupang			Lewoleba Kupang Lewoleba	Makassar		Jayapura		
10	Rote Sabu	Batulicin Barru	Surabaya	Maumere	Surabaya	Makassar Bau-bau	Serui	Surabaya	Merauke

Tgl	KM. Awu	KM. Binaiya	KM. B. Raya	KM. B. Siguntang	KM. Ciremai	Km. Dobonsolo	KM. Dorolonda	KM. G. Dempo	KM. Kelimutu
11	Ende Waingapu	Belang Bontang		Makassar Pare-pare	Tj. Priok		Nabire Manokwari	Makassar	
12	Bima Denpasar	Balikpapan Tn. Grogot	Pontianak	Balikpapan			Sorong Ternate		
13	Surabaya	Belang Barru	Serasan Midai	Tarakan Nunukan	Surabaya	Manokwari	Bitung Amurang	Ambon	Agats Timika
14		Batulicin	Natuna Tarempa Letung	Balikpapan	Makassar	Jayapura	Toli-toli Pantoloan	Sorong	Dobo Tual
15	Kumai		Kijang Belinyu	Pare-pare	Bau-bau	Manokwari	Balikpapan	Biak	Saumlaki
16	Surabaya	Surabaya			Manokwari	Sorong	Surabaya Balikpapan	Jayapura	Banda
17		Sampit	Tj. Priok	Makassar Pare-pare	Sorong	Bau-bau	Pantoloan Toli-toli	Biak	Ambon
18	Denpasar		Belinyu	Balikpapan	Serui	Makassar	Amurang Bitung	Sorong	Wanci
19	Bima	Semarang	Kijang Letung Tarempa	Tarakan Nunukan	Jayapura	Surabaya	Ternate	Ambon	Makassar
20	Waingapu	Sampit	Natuna Midai	Balikpapan	Manokwari		-	Makassar	Bima
21	Ende Sabu		Serasan Pontianak	Pare-pare Makassar	Sorong	Tj. Priok	Sorong Manokwari	Surabaya	Denpasar

Tgl	KM. Awu	KM. Binaiya	KM. B. Raya	KM. B. Siguntang	KM. Ciremai	Km. Dobonsolo	KM. Dorolonda	KM. G. Dempo	KM. Kelimutu
22	Rote	Semarang		Maumere	Bau-bau	Surabaya	Nabire	Tj. Priok	Surabaya
	Kupang						Serui		
							Biak		
23	Larantuka			Lewoleba	Makassar		Jayapura		
	Kalabahi			Kupang					
	Kupang			Lewoleba					
24	Rote	Batulicin	Surabaya	Maumere	Surabaya	Makassar	Serui	Surabaya	
	Sabu	Barru				Bau-bau			
25	Ende	Belang		Makassar	Tj. Priok		Nabire	Makassar	
	Waingapu			Pare-pare			Manokwari		
26	Bima	Bontang	Pontianak	Balikpapan		Sorong	Sorong		
	Denpasar						Ternate		
27	Surabaya	Balikpapan	Serasan	Tarakan	Surabaya	Manokwari	Bitung	Ambon	Denpasar
			Midai	Nunukan			Amurang		
28		Tn. Grogot	Natuna	Balikpapan	Makassar	Jayapura	Toli-toli	Sorong	Bima
		Batulicin	Tarempa				Pantoloan		
			Letung						
29	Kumai	Surabaya	Kijang	Pare-pare	Bau-bau	Manokwari	Balikpapan	Biak	Makassar
			Belinyu						
30	Surabaya	Sampit				Sorong	Surabaya	Jayapura	Bau-bau
							Balikpapan		
							Pantoloan		
31			Tj. Priok	Makassar	Sorong		Toli-toli	Biak	Wanci

Tgl	KM. Kelud	KM. Labobar	KM. Lambelu	KM. Lawit	KM. Leuser	KM. Nggapulu	KM. Pangrango	KM. Sangiang	KM. Sinabung
1	Batam		Maumere	Pontianak	Bawean	Serui	Kisar		Surabaya
	Tanjung Balai		Makassar				Moa		
2		Makassar	Pare-pare	Serasan Midai	Kumai	Jayapura	Tepa Saumlaki	Bitung	Tj. Priok
3			Balikpapan	Natuna		Biak		Ternate	Surabaya
			Pantoloan	Tarempa		Serui			
				Letung					
4	Belawan	Sorong	Tarakan	Kijang	Pontianak	Nabire		Sanana	
			Nunukan			Wasior		Namlea	
5	Tanjung Balai	Manokwari	Balikpapan	Tj. Pandan		Manokwari	Ambon	Ambon	Makassar
	Batam	Wasior				Sorong		Namlea	Bau-bau
6		Nabire	Pare-pare		Semarang	Fak-fak	Geser	Sanana	Namlea
			Makassar			Ambon	Bula		
7	Tj. Priok	Jayapura	Bau-bau		Kumai	Namlea	Geser	Ternate	Ambon
8	Batam	Nabire	Makassar	Tj. Priok		Bau-bau	Ambon	Bitung	Bitung
	Tanjung Balai		Pare-pare					Siau	Ternate
9		Wasior	Balikpapan	Tj. Pandan	Surabaya		Namrole	Tahuna	Ambon
		Manokwari						Marore	
								Lirung	
10		Sorong	Tarakan	Pontianak	Sampit	Makassar		Karatung	Namlea
			Nunukan					Miangas	

Tgl	KM. Kelud	KM. Labobar	KM. Lambelu	KM. Lawit	KM. Leuser	KM. Nggapulu	KM. Pangrango	KM. Sangiang	KM. Sinabung
11	Belawan		Toli-toli		Bawean	Bau-bau		Lirung	Bau-bau
								Marore	
								Tahuna	
12	Tanjung Balai	Makassar	Balikpapan		Surabaya	Namlea	Ambon	Siau	
	Batam					Ambon		Bitung	
13			Pare-pare Makassar	Surabaya	Bawean	Fak-fak		Tobelo	Surabaya
14	Tj. Priok	Surabaya	Bau-bau		Kumai	Sorong	Saumlaki	Buli	Tj. Priok
						Manokwari	Tepa	Gebe	
15	Batam		Makassar	Pontianak		Wasior	Moa	Ternate	Surabaya
	Tanjung Balai		Pare-pare			Nabire	Kisar		
						Serui	Moa		
16		Makassar	Balikpapan	Serasan	Semarang	Jayapura	Tepa	Bitung	
			Pantoloan	Midai			Saumlaki		
17			Tarakan	Natuna		Biak		Ternate	Makassar
			Nunukan	Tarempa		Serui			Bau-bau
				Letung					
18	Belawan	Sorong		Kijang	Pontianak	Nabire		Sanana	Namlea
						Wasior		Namlea	
19	Tanjung Balai	Manokwari	Balikpapan	Tj. Pandan		Manokwari	Ambon	Ambon	Ambon
	Batam	Wasior	Pare-pare			Sorong		Namlea	Ternate
20		Nabire	Makassar		Semarang	Fak-fak	Geser	Sanana	Bitung
						Ambon	Bula		Ternate
21	Tj. Priok	Jayapura	Bau-bau		Kumai	Namlea	Geser	Ternate	Ambon

Tgl	KM. Kelud	KM. Labobar	KM. Lambelu	KM. Lawit	KM. Leuser	KM. Nggapulu	KM. Pangrango	KM. Sangiang	KM. Sinabung
22	Batam	Nabire	Makassar	Tj. Priok	Surabaya	Bau-bau	Ambon	Bitung	Namlea
	Tanjung Balai		Pare-pare						
23		Wasior	Balikpapan	Tj. Pandan		Makassar	Namrole	Siau	Bau-bau
		Manokwari						Tahuna	
								Lirung	
24		Sorong	Tarakan	Pontianak	Sampit	Bau-bau		Karatung	
			Nunukan					Miangas	
								Karatung	
25	Belawan		Toli-toli		Bawean	Namlea		Lirung	Surabaya
								Tahuna	
26	Tanjung Balai	Makassar	Balikpapan		Surabaya	Ambon	Ambon	Siau	Tj. Priok
	Batam					Fak-fak		Bitung	
27			Pare-pare	Surabaya	Bawean	Sorong		Togian	Surabaya
			Makassar			Manokwari		Poso	
28	Tj. Priok		Maumere		Kumai	Wasior	Saumlaki	Togian	
			Lewoleba			Nabire		Tepa	
						Serui		Poso	
29	Batam	Surabaya	Maumere	Pontianak		Jaya pura	Moa	Togian	Makassar
	Tanjung Balai		Makassar				Kisar	Gorontalo	Bau-bau
							Moa		
30		Makassar	Pare-pare	Serasan	Semarang	Biak	Tepa	Bitung	Namlea
				Midai			Saumlaki		
31				Natuna		Nabire			Ambon
				Tarempa		Wasior			Ternate
				Letung					

Tgl	KM. Sirimau	KM. Tataimalu	KM. Tidar	KM. Tilongkabila	KM. Umsini	KM. Wilis
1	Tual	Bitung	Dobo	Luwuk	Kijang	Ende
	Dobo		Kaimana	Banggai		
2	Timika	Morotai	Fak-fak Kaimana	Gorontalo	Tj. Priok	Waingapu Labuan
3	Agats	Sorong	Dobo	Bitung	Surabaya	Bima
	Timika		Tual	Gorontalo		
4	Dobo	Fak-fak	Banda	Banggai		
	Tual	Kaimana	Ambon	Luwuk		
5	Saumlaki	Timika	Bau-bau	Kolonedal	Makassar	
6	Agats	Makassar		Kendari	Maumere	Makassar
				Raha	Larantuka	
				Bau-bau	Lewoleba	
7	Kalabahi Kupang		Surabaya	Makassar	Kupang	Selayar
8	Larantuka	Merauke		Labuan	Lewoleba	Marapoko
				Bima	Larantuka	
					Maumere	
9	Labuan Bima	Agats	Tj. Priok	Lembar		Selayar
10	Makassar	Timika Kaimana	Surabaya	Denpasar Lembar	Makassar	

Tgl	KM. Sirimau	KM. Tataimalu	KM. Tidar	KM. Tilongkabila	KM. Umsini	KM. Wilis
11	Batulicin	Fak-fak	Makassar	Bima	Surabaya	Makassar
				Labuan		
12		Sorong	Bau-bau	Makassar	Tj. Priok	Bima
13	Semarang	Morotai	Ambon	Bau-bau Raha		Waingapu Ende
14		Bitung	Banda Tual	Kendari Kolonedal	Kijang Batam	Kupang
15	Sampit	Morotai	Dobo	Luwuk	Tj. Priok	Ende
			Kaimana	Banggai		
16		Sorong	Fak-fak	Gorontalo		Waingapu Labuan
17	Surabaya	Fak-fak	Dobo	Bitung	Surabaya	Bima
		Kaimana	Tual	Gorontalo		
18	Batulicin	Timika	Banda Ambon	Banggai Luwuk	Makassar	
19	Makassar	Agats	Bau-bau	Kolonedal	Maumere	
20	Bima	Timika	Makassar	Kendari	Lewoleba	Makassar
	Labuan	Kaimana		Raha	Kupang	
				Bau-bau	Lewoleba	
21	Larantuka	Fak-fak	Surabaya	Makassar	Larantuka	Selayar
					Maumere	

Tgl	KM. Sirimau	KM. Tataimalu	KM. Tidar	KM. Tilongkabila	KM. Umsini	KM. Wilis
22	Kupang	Sorong	Tj. Priok	Labuan	Makassar	Marapoko
	Kalabahi			Bima		
23		Morotai	Surabaya	Lembar		Selayar
24	Saumlaki	Bitung	Makassar	Denpasar	Surabaya	
				Lembar		
25	Tual	Morotai	Bau-bau	Bima	Tj. Priok	Makassar
	Dobo			Labuan		
26	Timika	Sorong	Ambon	Makassar	Batam	Bima
27	Agats	Fak-fak	Banda	Bau-bau	Tj. Priok	Waingapu
		Kaimana	Tual	Raha		Ende
28		Fak-fak	Dobo	Kendari	Surabaya	Kupang
			Kaimana	Kolonodal		
29	Merauke	Sorong	Fak-fak	Luwuk	Makassar	Ende
				Banggai		
30	Agats	Morotai	Dobo	Gorontalo	Maumere	Waingapu
			Tual			Labuan
31		Sorong	Banda	Bitung	Lewoleba	Bima
			Ambon	Gorontalo	Kupang	

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN IC
PERHITUNGAN KEBUTUHAN LNG PADA SETIAP
KAPAL

KM. AWU

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
A1	Kumai				1				0.2	0.2	7201.3	3600.6	0.1	0.2	22.2		22.2
A2	Surabaya	A1-A2	320	27	22	11.9	13.5	6.7	3.6	23.8	1039086.4	519543.2	10.2	22.2	18.6	22.2	40.8
A3	Denpasar	A2-A3	279	26	3	10.7	13.0	6.4	0.5	19.9	869645.2	434822.6	8.6	18.6	13.4	18.6	32.0
A4	Bima	A3-A4	267	19	1	14.1	9.5	4.7	0.2	14.3	626923.8	313461.9	6.2	13.4	11.1	13.4	24.5
A5	Waingapu	A4-A5	170	15	4	11.3	7.5	3.7	0.7	11.9	518059.7	259029.9	5.1	11.1	8.1	11.1	19.2
A6	Ende	A5-A6	175	11	3	15.9	5.5	2.7	0.5	8.7	380390.6	190195.3	3.7	8.1	6.4	8.1	14.6
A7	Sabu	A6-A7	129	9	1	14.3	4.5	2.2	0.2	6.9	300754.1	150377.0	3.0	6.4	5.0	6.4	11.5
A8	Rote	A7-A8	85.3	7	1	12.2	3.5	1.7	0.2	5.4	235520.1	117760.1	2.3	5.0	4.1	5.0	9.1
A9	Kupang	A8-A9	52	5	4	10.4	2.5	1.2	0.7	4.4	191890.0	95945.0	1.9	4.1	7.8	4.1	11.9
A10	Larantuka	A9-A10	164	11	1	14.9	5.5	2.7	0.2	8.4	365988.0	182994.0	3.6	7.8	6.6	7.8	14.4
A11	Kalabahi	A10-A11	152	9	2	16.9	4.5	2.2	0.3	7.0	307955.3	153977.7	3.0	6.6		6.6	6.6

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
A1	Kumai				
A2	Surabaya	162.5	44.6	162.5	44.6
A3	Denpasar				
A4	Bima				
A5	Waingapu				
A6	Ende				
A7	Sabu				
A8	Rote				
A9	Kupang				
A10	Larantuka				
A11	Kalabahi				

KM. BINAIYA

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
B1	Surabaya				18				3.0	3.0	129622.9	64811.5	1.3	2.8	18.3		18.3
B2	Sampit	B1-B2	353	26	1	13.6	13.0	6.4	0.2	19.6	855242.7	427621.3	8.4	18.3	20.7	18.3	39.0
B3	Semarang	B2-B3	328	29	3	11.3	14.5	7.2	0.5	22.1	967496.2	483748.1	9.5	20.7	27.4	20.7	48.1
B4	Batulicin	B3-B4	420	39	1	10.8	19.5	9.6	0.2	29.3	1279263.4	639631.7	12.6	27.4	21.0	27.4	48.4
B5	Baru	B4-B5	261	30	0.5	8.7	15.0	7.4	0.1	22.5	982109.9	491055.0	9.7	21.0	10.2	21.0	31.2
B6	Belang	B5-B6	156	14.5	0.5	10.8	7.2	3.6	0.1	10.9	476546.8	238273.4	4.7	10.2	12.5	10.2	22.7
B7	Bontang	B6-B7	195	17.5	2	11.1	8.7	4.3	0.3	13.4	585199.6	292599.8	5.8	12.5	9.6	12.5	22.1
B8	Balikpapan	B7-B8	136	12	8	11.3	6.0	3.0	1.3	10.3	449013.9	224507.0	4.4	9.6	2.9	9.6	12.6
B9	Tn. Grogot	B8-B9	54	4	1	13.5	2.0	1.0	0.2	3.1	137669.2	68834.6	1.4	2.9	14.1	2.9	17.1
B10	Batulicin	B9-B10	138	20	1	6.9	10.0	4.9	0.2	15.1	659540.8	329770.4	6.5	14.1	22.6	14.1	36.7
B11	Surabaya	B9-B10	319	31	6	10.3	15.5	7.7	1.0	24.1	1054333.9	527167.0	10.4	22.6		22.6	22.6

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
B1	Surabaya	39.0		119.7		159.3		159.3	
B2	Sampit								
B3	Semarang	80.7							
B4	Batulicin								
B5	Baru								
B6	Belang								
B7	Bontang								
B8	Balikpapan	39.6		49.2					
B9	Tn. Grogot								
B10	Batulicin								
B11	Surabaya								

KM. BUKIT RAYA

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Lay ar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
B1	Tj. Priok				10				1.6	1.6	72012.7	36006.4	0.7	1.5	18.3		18.3
B2	Belinyu	B1-B2	339	26	1	13.0	13.0	6.4	0.2	19.6	855242.7	427621.3	8.4	18.3	9.5	18.3	27.8
B3	Kijang	B2-B3	238	13	3	18.3	6.5	3.2	0.5	10.2	445624.5	222812.3	4.4	9.5	8.5	9.5	18.1
B4	Letung	B3-B4	157	12	1	13.1	6.0	3.0	0.2	9.1	398605.0	199302.5	3.9	8.5	2.9	8.5	11.5
B5	Tarempa	B4-B5	31	4	1	7.8	2.0	1.0	0.2	3.1	137669.2	68834.6	1.4	2.9	7.1	2.9	10.1
B6	Natuna	B5-B6	72	10	1	7.2	5.0	2.5	0.2	7.6	333371.0	166685.5	3.3	7.1	3.6	7.1	10.8
B7	Midai	B6-B7	83	5	1	16.6	2.5	1.2	0.2	3.9	170286.2	85143.1	1.7	3.6	5.9	3.6	9.5
B8	Serasan	B7-B8	89	8	2	11.1	4.0	2.0	0.3	6.3	275338.4	137669.2	2.7	5.9	9.9	5.9	15.8
B9	Pontianak	B8-B9	187	14	1	13.4	7.0	3.5	0.2	10.6	463839.0	231919.5	4.6	9.9	36.7	9.9	46.6
B10	Surabaya	B9-B10	602	46	30	13.1	23.0	11.4	4.9	39.3	1716419.1	858209.6	16.9	36.7		36.7	36.7

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
B1	Tj. Priok	102.6		102.6	
B2	Belinyu				
B3	Kijang				
B4	Letung				
B5	Tarempa				
B6	Natuna				
B7	Midai				
B8	Serasan				
B9	Pontianak				
B10	Surabaya		104.1		104.1

KM. BUKIT SIGUNTANG

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Lay ar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
B1	Tarakan				3				1.0	1.0	43269.4	21634.7	0.4	0.9	15.3		15.3
B2	Nunukan	B1-B2	84	6	3	14.0	12.4	3.0	1.0	16.3	713746.5	356873.2	7.0	15.3	60.1	15.3	75.3
B3	Balikpapan	B2-B3	402	25	1	16.1	51.5	12.4	0.3	64.2	2808077.5	1404038.7	27.6	60.1	34.1	60.1	94.2
B4	Pare-pare	B3-B4	243	14	2	17.4	28.9	6.9	0.7	36.5	1593292.7	796646.4	15.7	34.1	12.9	34.1	47.0
B5	Makassar	B4-B5	77	5	3	15.4	10.3	2.5	1.0	13.8	602000.3	301000.2	5.9	12.9	41.6	12.9	54.4
B6	Maumere	B5-B6	295	17	3	17.4	35.0	8.4	1.0	44.5	1942954.4	971477.2	19.1	41.6	15.0	41.6	56.5
B7	Lewoleba	B6-B7	103	6	2	17.2	12.4	3.0	0.7	16.0	699323.3	349661.7	6.9	15.0	18.0	15.0	32.9
B8	Kupang	B7-B8	140	7	4	20.0	14.4	3.5	1.3	19.2	839915.8	419957.9	8.3	18.0		18.0	18.0

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
B1	Tarakan								
B2	Nunukan								
B3	Balikpapan	47.0	151.6	47.0	151.6				
B4	Pare-pare								
B5	Makassar	149.0	47.0	149.0	47.0	149.0	245.5	149.0	245.5
B6	Maumere								
B7	Lewoleba								
B8	Kupang								

KM. CIREMAI

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
C1	Tj. Priok				16				5.3	5.3	230770.4	115385.2	2.3	4.9	58.9		58.9
C2	Surabaya	C1-C2	402	24	5	16.8	49.5	11.9	1.6	63.0	2754023.9	1377012.0	27.1	58.9	65.5	58.9	124.4
C3	Makassar	C2-C3	449	27	3	16.6	55.7	13.4	1.0	70.0	3060416.1	1530208.1	30.1	65.5	34.1	65.5	99.6
C4	Bau-bau	C3-C4	236	14	2	16.9	28.9	6.9	0.7	36.5	1593292.7	796646.4	15.7	34.1	91.8	34.1	125.9
C5	Sorong	C4-C5	643	38	3	16.9	78.3	18.8	1.0	98.1	4289624.0	2144812.0	42.2	91.8	31.4	91.8	123.2
C6	Manokwari	C5-C6	206	13	1	15.8	26.8	6.4	0.3	33.6	1467123.4	733561.7	14.4	31.4	24.5	31.4	55.9
C7	Serui	C6-C7	154	10	2	15.4	20.6	4.9	0.7	26.2	1146308.0	573154.0	11.3	24.5	44.6	24.5	69.1
C8	Jayapura	C7-C8	310	18	5	17.2	37.1	8.9	1.6	47.7	2083546.9	1041773.4	20.5	44.6		44.6	44.6

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC		Skenario IIA		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
C1	Tj. Priok	58.9		58.9		58.9		58.9		58.9		58.9		58.9	
C2	Surabaya	65.5	63.9	65.5	63.9	65.5	63.9	65.5	63.9	65.5	63.9	65.5	63.9	65.5	63.9
C3	Makassar	34.1	65.5	125.9	65.5	34.1	65.5	125.9	65.5	34.1	65.5	125.9	65.5	34.1	65.5
C4	Bau-bau	91.8	34.1			91.8	34.1			91.8	34.1			91.8	34.1
C5	Sorong	31.4	91.8	201.0	125.9	201.0	91.8	100.5	125.9	201.0	91.8	100.5	125.9	100.5	91.8
C6	Manokwari	69.1	31.4												
C7	Serui														
C8	Jayapura		69.1						100.5				100.5		100.5

KM. DOBONSOLO

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
D1	Tj. Priok				27				8.9	8.9	389425.0	194712.5	3.8	8.3	56.8		56.8
D2	Surabaya	D1-D2	402	23	6	17.5	47.4	11.4	2.0	60.8	2656700.9	1328350.4	26.1	56.8	63.4	56.8	120.2
D3	Makassar	D2-D3	449	26	4	17.3	53.6	12.9	1.3	67.8	2963093.1	1481546.6	29.2	63.4	34.4	63.4	97.8
D4	Bau-bau	D3-D4	236	14	3	16.9	28.9	6.9	1.0	36.8	1607715.9	803857.9	15.8	34.4	86.7	34.4	121.1
D5	Sorong	D4-D5	613	36	2	17.0	74.2	17.8	0.7	92.7	4051708.5	2025854.3	39.9	86.7	36.2	86.7	122.8
D6	Manokwari	D5-D6	227	15	1	15.1	30.9	7.4	0.3	38.7	1690615.7	845307.9	16.6	36.2	66.7	36.2	102.9
D7	Jayapura	D6-D7	435	27	7	16.1	55.7	13.4	2.3	71.3	3118108.7	1559054.4	30.7	66.7		66.7	66.7

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC		Skenario IIA		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
D1	Tj. Priok	56.8		56.8		56.8		56.8		56.8		56.8		56.8	
D2	Surabaya	63.4	65.2	63.4	65.2	63.4	65.2	63.4	65.2	63.4	65.2	63.4	65.2	63.4	65.2
D3	Makassar	34.4	63.4	121.1	63.4	34.4	63.4	121.1	63.4	34.4	63.4	205.7	63.4	34.4	63.4
D4	Bau-bau	86.7	34.4			86.7	34.4			86.7	34.4			86.7	34.4
D5	Sorong	36.2	86.7	205.7	121.1	205.7	86.7	102.9	121.1	205.7	86.7	102.9	121.1	102.9	86.7
D6	Manokwari	66.7	36.2												
D7	Jayapura		66.7						102.9				102.9		102.9

KM. DOROLONDA

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
D1	Surabaya				6				2.0	2.0	86538.9	43269.4	0.9	1.9	82.7		82.7
D2	Balikpapan	D1-D2	494	27	3	18.3	74.1	13.4	1.0	88.5	3867783.6	1933891.8	38.1	82.7	33.9	82.7	116.7
D3	Pantoloan	D2-D3	205	11	2	18.6	30.2	5.4	0.7	36.3	1586981.7	793490.9	15.6	33.9	27.6	33.9	61.5
D4	Toli-toli	D3-D4	166	9	1	18.4	24.7	4.5	0.3	29.5	1289261.2	644630.6	12.7	27.6	43.0	27.6	70.6
D5	Amurang	D4-D5	248	14	2	17.7	38.4	6.9	0.7	46.0	2011927.7	1005963.9	19.8	43.0	19.4	43.0	62.5
D6	Bitung	D5-D6	104	6	4	17.3	16.5	3.0	1.3	20.8	907584.6	453792.3	8.9	19.4	27.9	19.4	47.3
D7	Ternate	D6-D7	145	9	2	16.1	24.7	4.5	0.7	29.8	1303684.4	651842.2	12.8	27.9	59.8	27.9	87.7
D8	Sorong	D7-D8	277	17	27	16.3	46.7	8.4	8.9	64.0	2797452.5	1398726.2	27.5	59.8	36.7	59.8	96.5
D9	Manokwari	D8-D9	96.8	12	1	8.1	32.9	5.9	0.3	39.2	1714207.2	857103.6	16.9	36.7	30.6	36.7	67.3
D10	Nabire	D9-D10	171	10	1	17.1	27.5	4.9	0.3	32.7	1430909.9	715454.9	14.1	30.6	24.9	30.6	55.5
D11	Serui	D10-D11	90	8	2	11.3	22.0	4.0	0.7	26.6	1162035.7	581017.8	11.4	24.9	21.8	24.9	46.7
D12	Biak	D11-D12	127	7	2	18.1	19.2	3.5	0.7	23.3	1020387.0	510193.5	10.0	21.8	64.6	21.8	86.4
D13	Jayapura	D12-D13	274	21	3	13.0	57.7	10.4	1.0	69.0	3017891.6	1508945.8	29.7	64.6		64.6	64.6

KM. DOROLONDA

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
D1	Surabaya	82.7		82.7		294.5		294.5		82.7		82.7	
D2	Balikpapan	211.7	84.6	211.7	84.6					211.7	84.6	211.7	84.6
D3	Pantoloan												
D4	Toli-toli												
D5	Amurang												
D6	Bitung												
D7	Ternate												
D8	Sorong	36.7	211.7	357.1	211.7	357.1	296.3	178.5	296.3	178.5	211.7	178.5	211.7
D9	Manokwari	141.9	36.7										
D10	Nabire												
D11	Serui												
D12	Biak												
D13	Jayapura		141.9						178.5		178.5		178.5

KM. GUNUNG DEMPO

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
G1	Tj. Priok				18				5.3	5.3	231992.1	115996.1	2.3	5.0	49.7		49.7
G2	Surabaya	G1-G2	402	23	3	17.5	42.1	10.2	0.9	53.1	2322834.5	1161417.2	22.9	49.7	56.3	49.7	106.0
G3	Makassar	G2-G3	350	26	4	13.5	47.6	11.5	1.2	60.3	2633658.0	1316829.0	25.9	56.3	75.5	56.3	131.8
G4	Ambon	G3-G4	576	35	4	16.5	64.0	15.5	1.2	80.7	3527463.3	1763731.7	34.7	75.5	40.9	75.5	116.4
G5	Sorong	G4-G5	314	19	2	16.5	34.8	8.4	0.6	43.8	1912699.2	956349.6	18.8	40.9	45.4	40.9	86.4
G6	Biak	G5-G6	259	21	3	12.3	38.4	9.3	0.9	48.6	2124211.1	1062105.5	20.9	45.4	40.4	45.4	85.9
G7	Jayapura	G7-G8	304	18	8	16.9	32.9	8.0	2.4	43.3	1890718.2	945359.1	18.6	40.4		40.4	40.4

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IC		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
G1	Tj. Priok	49.7		49.7		49.7		49.7		49.7	
G2	Surabaya	56.3	54.7	56.3	54.7	56.3	54.7	56.3	54.7	56.3	54.7
G3	Makassar	75.5	56.3	75.5	56.3	75.5	56.3	75.5	56.3	75.5	56.3
G4	Ambon	40.9	75.5	40.9	75.5	40.9	75.5	40.9	75.5	40.9	75.5
G5	Sorong	85.9	40.9	171.8	40.9	85.9	40.9	85.9	40.9	85.9	40.9
G6	Biak										
G7	Jayapura		85.9			85.9		85.9			85.9

KM. KELIMUTU

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
K1	Surabaya								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.6		19.6
K2	Denpasar	K1-K2	255	28	1	9.1	13.9	6.9	0.2	21.0	917755.6	458877.8	9.0	19.6	17.2	19.6	36.8
K3	Bima	K2-K3	234	24	3	9.8	11.9	5.9	0.5	18.3	802027.5	401013.7	7.9	17.2	12.0	17.2	29.1
K4	Makassar	K3-K4	227	17	1	13.4	8.5	4.2	0.2	12.8	560028.4	280014.2	5.5	12.0	14.8	12.0	26.7
K5	Bau-bau	K4-K5	291	21	1	13.9	10.5	5.2	0.2	15.8	690111.0	345055.5	6.8	14.8	7.1	14.8	21.9
K6	Wanci	K5-K6	97	10	1	9.7	5.0	2.5	0.2	7.6	332383.8	166191.9	3.3	7.1	21.5	7.1	28.6
K7	Ambon	K6-K7	325	30	4	10.8	14.9	7.4	0.7	23.0	1004328.6	502164.3	9.9	21.5	8.0	21.5	29.4
K8	Banda	K8-K9	137	11	2	12.5	5.5	2.7	0.3	8.5	372081.7	186040.8	3.7	8.0	15.6	8.0	23.6
K9	Saumlaki	K9-K10	182	22	2	8.3	10.9	5.4	0.3	16.7	729808.9	364904.5	7.2	15.6	12.0	15.6	27.6
K10	Tual	K10-K11	203	17	1	11.9	8.5	4.2	0.2	12.8	560028.4	280014.2	5.5	12.0	8.0	12.0	19.9
K11	Dobo	K11-K12	138	11	2	12.5	5.5	2.7	0.3	8.5	372081.7	186040.8	3.7	8.0	13.4	8.0	21.3
K12	Timika	K12-K13	245	19	1	12.9	9.5	4.7	0.2	14.3	625069.7	312534.9	6.2	13.4	8.7	13.4	22.0
K13	Agats	K13-K14	206	12	2	17.2	6.0	3.0	0.3	9.3	404602.3	202301.2	4.0	8.7	28.4	8.7	37.1
K14	Merauke	K14-K15	316	36	22	8.8	17.9	8.9	3.6	30.4	1328642.8	664321.4	13.1	28.4		28.4	28.4

KM. KELIMUTU

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC		Skenario IIA		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
K1	Surabaya	48.8		48.8		48.8		48.8		48.8		48.8	
K2	Denpasar												
K3	Bima												
K4	Makassar	14.8	48.8	43.4	48.8	14.8	48.8	43.4	48.8	14.8	48.8	14.8	48.8
K5	Bau-bau	28.6	14.8			28.6	14.8			28.6	14.8	28.6	14.8
K6	Wanci												
K7	Ambon	187.9	28.6	187.9	43.4	187.9	43.4	187.9	43.4	187.9	28.6	187.9	28.6
K8	Banda												
K9	Saumlaki												
K10	Tual												
K11	Dobo												
K12	Timika												
K13	Agats												
K14	Merauke												

KM. KELUD

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
K1	Belawan				40					13.2	13.2	576926.0	288463.0	5.7	12.3	60.9	60.9
K2	Tj. Balai	K1-K2	340	20	1	17.0	54.9	9.9	0.3	65.1	2847396.6	1423698.3	28.0	60.9	10.3	60.9	71.2
K3	Batam	K2-K3	33	3	4	11.0	8.2	1.5	1.3	11.0	482638.6	241319.3	4.7	10.3	91.9	10.3	102.2
K4	Tj. Priok	K3-K4	535	29	13	18.4	79.6	14.4	4.3	98.3	4295312.5	2147656.2	42.3	91.9		91.9	91.9

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
K1	Belawan				
K2	Tj. Balai				
K3	Batam				
K4	Tj. Priok	338.6		338.6	

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL	
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II		(m ³)
L1	Surabaya				53					22.7	22.7	991934.9	495967.5	9.8	21.2	79.1		79.1
L2	Makassar	L1-L2	384	25	4	15.4	66.8	16.1	1.7	84.6	3695954.7	1847977.3	36.4	79.1	146.4	79.1	225.5	
L3	Sorong	L2-L3	760	47	2	16.2	125.6	30.2	0.9	156.6	6845083.8	3422541.9	67.4	146.4	44.2	146.4	190.6	
L4	Manokwari	L3-L4	227	14	2	16.2	37.4	9.0	0.9	47.2	2065242.8	1032621.4	20.3	44.2	25.6	44.2	69.8	
L5	Wasior	L4-L5	122	8	2	15.3	21.4	5.1	0.9	27.4	1196180.8	598090.4	11.8	25.6	22.5	25.6	48.1	
L6	Nabire	L5-L6	140	7	2	20.0	18.7	4.5	0.9	24.1	1051337.2	525668.6	10.3	22.5	75.7	22.5	98.2	
L7	Jayapura	L6-L7	431	23	11	18.7	61.4	14.8	4.7	80.9	3537277.6	1766838.8	34.8	75.7		75.7	75.7	

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IC		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
L1	Surabaya	79.1		79.1		79.1		79.1		79.1	
L2	Makassar	146.4	100.3	146.4	100.3	146.4	100.3	146.4	100.3	146.4	100.3
L3	Sorong	167.9	146.4	335.9	146.4	167.9	146.4	167.9	146.4	167.9	146.4
L4	Manokwari										
L5	Wasior										
L6	Nabire										
L7	Jayapura		167.9			167.9		167.9		167.9	

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q NGH	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL	
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II		(m ³)
L1	Bau-bau	L1-L2			2					0,7	0,7	28846,3	14423,1	0,3	0,6	37,4		37,4
L2	Makassar	L2-L3	227	15	5	15,1	30,9	7,4	1,6	40,0	1748308,3	874154,2	17,2	37,4	12,6	37,4	50,0	
L3	Pare-pare	L3-L4	254	5	2	50,8	10,3	2,5	0,7	13,4	587577,2	293788,6	5,8	12,6	36,5	12,6	49,0	
L4	Balikpapan	L4-L5	264	15	2	17,6	30,9	7,4	0,7	39,0	1705038,9	852519,4	16,8	36,5	58,0	36,5	94,5	
L5	Tarakan	L5-L6	400	24	2	16,7	49,5	11,9	0,7	62,0	2710754,5	1355377,2	26,7	58,0	15,0	58,0	73,0	
L6	Nunukan	L6-L7	86	6	2	14,3	12,4	3,0	0,7	16,0	699323,3	349661,7	6,9	15,0		15,0	15,0	

[illegible]

KM. LAWIT

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC	FC	FC	FC	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		ME	AE	AE	Total					I	II	
						(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
L1	Kijang					2			0.3	0.3	14354.5	7177.2	0.1	0.3	20.5		20.5
L2	Tj. Pandann	L1-L2	407	29	2	14.0	14.4	7.1	0.3	21.9	957453.5	478726.8	9.4	20.5	20.0	20.5	40.5
L3	Tj. Priok	L2-L3	214	18	49	11.9	9.0	4.4	8.0	21.4	937056.3	468528.1	9.2	20.0	10.7	20.0	30.7
L4	Tj. Pandann	L3-L4	214	14	6	15.3	7.0	3.4	1.0	11.4	498352.6	249176.3	4.9	10.7	13.2	10.7	23.9
L5	Pontianak	L4-L5	210	17	9	12.4	8.5	4.2	1.5	14.1	617446.3	308723.1	6.1	13.2	33.7	13.2	46.9
L6	Surabaya	L5-L6	604	44	20	13.7	21.9	10.8	3.3	36.0	1574453.6	787226.8	15.5	33.7	38.4	33.7	72.1
L7	Pontianak	L6-L7	604	55	1	11.0	27.4	13.5	0.2	41.1	1795813.3	897906.7	17.7	38.4	12.1	38.4	50.6
L8	Serasan	L7-L8	231	17	2	13.6	8.5	4.2	0.3	13.0	567205.6	283602.8	5.6	12.1	6.6	12.1	18.7
L9	Midai	L8-L9	89	9	2	9.9	4.5	2.2	0.3	7.0	307040.4	153520.2	3.0	6.6	3.8	6.6	10.4
L10	Natuna	L9-L10	85	5	2	17.0	2.5	1.2	0.3	4.0	176957.8	88478.9	1.7	3.8	8.5	3.8	12.3
L11	Tarempa	L10-L11	72	12	1	6.0	6.0	3.0	0.2	9.1	397425.1	198712.6	3.9	8.5	2.8	8.5	11.3
L12	Letung	L11-L12	31	4	0	7.8	2.0	1.0	0.0	3.0	130082.6	65041.3	1.3	2.8	9.7	2.8	12.5
L13	Kijang	L11-L13	197	14	0	14.1	7.0	3.4	0.0	10.4	455289.2	227644.6	4.5	9.7		9.7	9.7

KM. LAWIT

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
L1	Kijang				
L2	Tj. Pandann				
L3	Tj. Priok	57.6		57.6	
L4	Tj. Pandann				
L5	Pontianak				
L6	Surabaya	163.9		163.9	
L7	Pontianak				
L8	Serasan				
L9	Midai				
L10	Natuna				
L11	Tarempa				
L12	Letung				
L13	Kijang				

KM. LEUSER

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC	FC	FC	FC	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		ME	AE	AE	Total					I	II	
						(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
L1	Pontianak					1			0.2	0.2	7201.3	3600.6	0.1	0.2	31.0		31.0
L2	Semarang	L1-L2	603	44	2	13.7	22.0	10.9	0.3	33.2	1449549.5	724774.8	14.3	31.0	16.9	31.0	47.9
L3	Kumai	L2-L3	307	24	1	12.8	12.0	5.9	0.2	18.1	790008.7	395004.4	7.8	16.9	18.8	16.9	35.7
L4	Surabaya	L3-L4	313	25	9	12.5	12.5	6.2	1.5	20.1	880235.9	440117.9	8.7	18.8	17.6	18.8	36.4
L5	Sampit	L4-L5	353	25	1	14.1	12.5	6.2	0.2	18.8	822625.7	411312.8	8.1	17.6	16.9	17.6	34.5
L6	Bawean	L5-L6	230	24	1	9.6	12.0	5.9	0.2	18.1	790008.7	395004.4	7.8	16.9	7.3	16.9	24.2
L7	Surabaya	L6-L7	101	8	11	12.6	4.0	2.0	1.8	7.8	340149.8	170074.9	3.3	7.3		7.3	7.3

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
L1	Pontianak				
L2	Semarang	35.7	62.2		
L3	Kumai				
L4	Surabaya	41.8	35.7	41.8	133.6
L5	Sampit				
L6	Bawean				
L7	Surabaya		41.8		41.8

KM. NGGAPULU

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
N1	Makassar				43				14.2	14.2	620195.4	310097.7	6.1	13.3	40.0		40.0
N2	Bau-bau	N1-N2	234	13	2	18.0	35.7	6.4	0.7	42.8	1870279.1	935139.5	18.4	40.0	67.3	40.0	107.3
N3	Namlea	N2-N3	435	22	2	19.8	60.4	10.9	0.7	72.0	3145117.1	1572558.6	30.9	67.3	16.4	67.3	83.7
N4	Ambon	N3-N4	86	5	4	17.2	13.7	2.5	1.3	17.5	765936.0	382968.0	7.5	16.4	49.1	16.4	65.5
N5	Fak-fak	N4-N5	304	16	2	19.0	43.9	7.9	0.7	52.5	2295225.1	1147612.5	22.6	49.1	40.0	49.1	89.1
N6	Sorong	N5-N6	223	13	2	17.2	35.7	6.4	0.7	42.8	1870279.1	935139.5	18.4	40.0	39.7	40.0	79.7
N7	Manokwari	N6-N7	222	13	1	17.1	35.7	6.4	0.3	42.5	1855855.9	927928.0	18.3	39.7	24.9	39.7	64.6
N8	Wasior	N7-N8	122	8	2	15.3	22.0	4.0	0.7	26.6	1162035.7	581017.8	11.4	24.9	21.8	24.9	46.7
N9	Nabire	N8-N9	140	7	2	20.0	19.2	3.5	0.7	23.3	1020387.0	510193.5	10.0	21.8	18.8	21.8	40.6
N10	Serui	N9-N10	115	6	2	19.2	16.5	3.0	0.7	20.1	878738.3	439369.2	8.6	18.8	56.4	18.8	75.2
N11	Jayapura	N10-N11	331	18	6	18.4	49.4	8.9	2.0	60.3	2636215.0	1318107.5	25.9	56.4		56.4	56.4

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA		Skenario IB		Skenario IC		Skenario IIA		Skenario IIB		Skenario III	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
N1	Makassar	40.0		123.7		40.0		123.7		40.0		123.7		40.0	
N2	Bau-bau	83.7	53.3			83.7	53.3			83.7	53.3			83.7	53.3
N3	Namlea														
N4	Ambon	89.1	83.7	89.1	136.9	89.1	83.7	89.1	136.9	89.1	83.7	89.1	136.9	89.1	83.7
N5	Fak-fak														
N6	Sorong	39.7	89.1	323.2	89.1	323.2	89.1	161.6	89.1	323.2	89.1	161.6	89.1	161.6	89.1
N7	Manokwari	121.9	39.7												
N8	Wasior														
N9	Nabire														
N10	Serui														
N11	Jayapura		121.9					161.6				161.6		161.6	

KM. PANGRANGO

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
P1	Kisar				2				0.2	0.2	10694.8	5347.4	0.1	0.2	2.4		2.4
P2	Moa	P1-P2	33.5	4	2	8.4	1.6	0.7	0.2	2.6	114009.8	57004.9	1.1	2.4	6.9	2.4	9.3
P3	Tepa	P2-P3	127	12	2	10.6	4.9	2.2	0.2	7.3	320639.7	160319.8	3.2	6.9	6.9	6.9	13.7
P4	Saumlaki	P3-P4	110	12	2	9.2	4.9	2.2	0.2	7.3	320639.7	160319.8	3.2	6.9	19.7	6.9	26.5
P5	Ambon	P4-P5	357	35	3	10.2	14.3	6.4	0.4	21.0	920048.0	460024.0	9.1	19.7	11.3	19.7	31.0
P6	Geser	P5-P6	195	20	2	9.8	8.1	3.7	0.2	12.1	527269.6	263634.8	5.2	11.3	4.7	11.3	15.9
P7	Bula	P6-P7	61	7	7	8.7	2.9	1.3	0.9	5.0	218233.1	109116.6	2.1	4.7		4.7	4.7

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
P1	Kisar				
P2	Moa				
P3	Tepa				
P4	Saumlaki				
P5	Ambon	31.9	71.9	31.9	71.9
P6	Geser				
P7	Bula				

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rate	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II	
S1	Ambon				7				0.9	0.9	37431.9	18716.0	0.4	0.8	4.1		4.1
S2	Namlea	S1-S2	86.2	7	2	12.3	2.9	1.3	0.2	4.4	191496.0	95748.0	1.9	4.1	6.3	4.1	10.4
S3	Sanana	S2-S3	115	11	2	10.5	4.5	2.0	0.2	6.7	294810.9	147405.5	2.9	6.3	10.7	6.3	17.0
S4	Temate	S3-S4	45.2	19	2	2	7.7	3.5	0.2	11.5	501440.8	250720.4	4.9	10.7	9.5	10.7	20.2
S5	Bitung	S4-S5	145	13	20	11.2	5.3	2.4	2.4	10.1	442722.0	221361.0	4.4	9.5	5.1	9.5	14.6
S6	Siau	S5-S6	86.9	9	1	9.7	3.7	1.7	0.1	5.4	237806.0	118903.0	2.3	5.1	3.5	5.1	8.6
S7	Tahuna	S6-S7	76	6	2	12.7	2.4	1.1	0.2	3.8	165667.3	82833.6	1.6	3.5	4.0	3.5	7.5
S8	Marore	S7-S8	42	7	1	6.0	2.9	1.3	0.1	4.3	186148.6	93074.3	1.8	4.0	4.5	4.0	8.5
S9	Lirung	S8-S9	84	8	1	10.5	3.3	1.5	0.1	4.8	211977.3	105988.7	2.1	4.5	3.4	4.5	8.0
S10	Karatang	S9-S10	38	6	1	6.3	2.4	1.1	0.1	3.7	160319.8	80159.9	1.6	3.4	3.4	3.4	6.9
S11	Miangas	S10-S11	74	6	1	12.3	2.4	1.1	0.1	3.7	160319.8	80159.9	1.6	3.4		3.4	3.4

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
S1	Ambon	110.0		110.0	
S2	Namlea				
S3	Sanana				
S4	Ternate				
S5	Bitung				
S6	Siau				
S7	Tahuna				
S8	Marore				
S9	Lirung				
S10	Karating				
S11	Miangas				

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
S1	Tj. Priok				13				4.3	4.3	187500.9	93750.5	1.8	4.0	74.0		74.0
S2	Surabaya	S1-S2	402	24	4	16.8	65.9	11.9	1.3	79.1	3457260.8	1728630.4	34.0	74.0	79.7	74.0	153.7
S3	Makassar	S2-S3	466	26	3	17.9	71.4	12.9	1.0	85.2	3726135.0	1863067.5	36.7	79.7	43.3	79.7	123.1
S4	Bau-bau	S3-S4	234	14	3	16.7	38.4	6.9	1.0	46.4	2026350.9	1013175.4	19.9	43.3	64.6	43.3	107.9
S5	Namlea	S4-S5	371	21	3	17.7	57.7	10.4	1.0	69.0	3017891.6	1508945.8	29.7	64.6	16.1	64.6	80.6
S6	Ambon	S5-S6	83	5	3	16.6	13.7	2.5	1.0	17.2	751512.8	375756.4	7.4	16.1	55.5	16.1	71.5
S7	Ternate	S6-S7	309	18	3	17.2	49.4	8.9	1.0	59.3	2592945.6	1296472.8	25.5	55.5	28.5	55.5	84.0
S8	Bitung	S7-S8	149	9	4	16.6	24.7	4.5	1.3	30.5	1332530.7	666265.3	13.1	28.5		28.5	28.5

[illegible]

KM. SIRIMAU

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II	
S1	Semarang				11				1.8	1.8	79214.0	39607.0	0.8	1.7	21.9		21.9
S2	Sampit	S1-S2	324	27	20	12.0	13.5	6.7	3.3	23.4	1024683.8	512341.9	10.1	21.9	22.6	21.9	44.5
S3	Surabaya	S2-S3	290	26	29	11.2	13.0	6.4	4.8	24.2	1056878.3	528439.2	10.4	22.6	21.9	22.6	44.5
S4	Batulicin	S3-S4	317	25	29	12.7	12.5	6.2	4.8	23.4	1024261.3	512130.7	10.1	21.9	17.4	21.9	39.3
S5	Makassar	S4-S5	301	24	4	12.5	12.0	5.9	0.7	18.6	811612.5	405806.3	8.0	17.4	10.6	17.4	28.0
S6	Bima	S5-S6	227	15	1	15.1	7.5	3.7	0.2	11.4	496455.9	248228.0	4.9	10.6	6.4	10.6	17.1
S7	Labuan	S6-S7	79	9	1	8.8	4.5	2.2	0.2	6.9	300754.1	150377.0	3.0	6.4	12.0	6.4	18.4
S8	Larantuka	S7-S8	173	17	1	10.2	8.5	4.2	0.2	12.9	561689.9	280844.9	5.5	12.0	11.1	12.0	23.1
S9	Kupang	S8-S9	164	15	4	10.9	7.5	3.7	0.7	11.9	518059.7	259029.9	5.1	11.1	27.5	11.1	38.6
S10	Saumlaki	S9-S10	450	39	2	11.5	19.5	9.6	0.3	29.4	1286464.7	643232.3	12.7	27.5	10.8	27.5	38.3
S11	Tual	S10-S11	212	15	2	14.1	7.5	3.7	0.3	11.5	503657.2	251828.6	5.0	10.8	8.7	10.8	19.5
S12	Dobo	S11-S12	110	12	2	9.2	6.0	3.0	0.3	9.3	405806.3	202903.1	4.0	8.7	10.8	8.7	19.5
S13	Timika	S12-S13	186	15	2	12.4	7.5	3.7	0.3	11.5	503657.2	251828.6	5.0	10.8	6.6	10.8	17.4
S14	Agats	S13-S14	99	9	2	11.0	4.5	2.2	0.3	7.0	307955.3	153977.7	3.0	6.6	29.4	6.6	35.9
S15	Merauke	S14-S15	377	37	23	10.2	18.5	9.1	3.8	31.4	1372457.4	686228.7	13.5	29.4		29.4	29.4

KM. SIRIMAU

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
S1	Semarang	44.5			
S2	Sampit				
S3	Surabaya	39.3	46.2	39.3	90.8
S4	Batulicin				
S5	Makassar	267.7	39.3	267.7	39.3
S6	Bima				
S7	Labuan				
S8	Larantuka				
S9	Kupang				
S10	Saumlaki				
S11	Tual				
S12	Dobo				
S13	Timika				
S14	Agats				
S15	Merauke				

KM. TATAIMALU

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II	
T1	Bitung				2				0.3	0.3	14402.5	7201.3	0.1	0.3	12.7		12.7
T2	Morotai	T1-T2	244	18	1	13.6	9.0	4.4	0.2	13.6	594306.9	297153.4	5.8	12.7	18.4	12.7	31.2
T3	Sorong	T2-T3	254	26	2	9.8	13.0	6.4	0.3	19.7	862443.9	431222.0	8.5	18.4	9.9	18.4	28.4
T4	Fak-fak	T3-T4	238	14	1	17.0	7.0	3.5	0.2	10.6	463839.0	231919.5	4.6	9.9	9.2	9.9	19.1
T5	Kaimana	T4-T5	181	13	1	13.9	6.5	3.2	0.2	9.9	431222.0	215611.0	4.2	9.2	12.7	9.2	21.9
T6	Timika	T5-T6	220	18	1	12.2	9.0	4.4	0.2	13.6	594306.9	297153.4	5.8	12.7	9.2	12.7	21.9
T7	Agats	T6-T7	179	13	1	13.8	6.5	3.2	0.2	9.9	431222.0	215611.0	4.2	9.2	28.4	9.2	37.6
T8	Merauke	T7-T8	274	38	12	7.2	19.0	9.4	2.0	30.3	1325860.4	662930.2	13.0	28.4		28.4	28.4

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I	II	I	II
		(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
T1	Bitung				
T2	Morotai				
T3	Sorong	138.9	62.6	138.9	62.3
T4	Fak-fak				
T5	Kaimana				
T6	Timika				
T7	Agats				
T8	Merauke				

KM. TIDAR

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL	
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I	II		(m ³)
T1	Tj. Priok				22					7.7	7.7	334856.3	167428.2	3.3	7.2	56.6		56.6
T2	Surabaya	T1-T2	399	23	7	17.3	47.1	11.0	2.4	60.5	2644807.9	1322403.9	26.0	56.6	64.7	56.6		121.3
T3	Makassar	T2-T3	466	27	3	17.3	55.3	12.9	1.0	69.2	3025361.9	1512680.9	29.8	64.7	34.0	64.7		98.7
T4	Bau-bau	T3-T4	234	14	3	16.7	28.7	6.7	1.0	36.4	1590691.7	795345.8	15.7	34.0	55.3	34.0		89.3
T5	Ambon	T4-T5	384	23	3	16.7	47.1	11.0	1.0	59.1	2583924.9	1291962.5	25.4	55.3	19.5	55.3		74.8
T6	Banda	T5-T6	137	8	2	17.1	16.4	3.8	0.7	20.9	913315.5	456657.7	9.0	19.5	29.0	19.5		48.5
T7	Tual	T6-T7	212	12	2	17.7	24.6	5.7	0.7	31.0	1354752.4	67376.2	13.3	29.0	19.5	29.0		48.5
T8	Dobo	T7-T8	110	8	2	13.8	16.4	3.8	0.7	20.9	913315.5	456657.7	9.0	19.5	20.2	19.5		39.7
T9	Kaimana	T8-T9	131	8	4	16.4	16.4	3.8	1.4	21.6	943756.9	471878.5	9.3	20.2	23.9	20.2		44.0
T10	Fak-fak	T9-T10	151	9	8	16.8	18.4	4.3	2.8	25.5	1114999.2	557499.6	11.0	23.9		23.9		23.9

[illegible]

KM. TILONGKABILA

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)	(knot)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	(m ³)
T1	Denpasar				16					2.6	2.6	115220.4	57610.2	1.1	2.5	3.6	3.6
T2	Lembar	T1-T2	58	5	1	11.6	2.5	1.2	0.2	3.9	170286.2	85143.1	1.7	3.6	12.0	3.6	15.7
T3	Bima	T2-T3	209	17	1	12.3	8.5	4.2	0.2	12.9	561689.9	280844.9	5.5	12.0	5.0	12.0	17.1
T4	Labuan	T3-T4	79.4	7	1	11.3	3.5	1.7	0.2	5.4	235520.1	117760.1	2.3	5.0	15.4	5.0	20.5
T5	Makassar	T4-T5	224	21	5	10.7	10.5	5.2	0.8	16.5	720962.9	360481.4	7.1	15.4	14.1	15.4	29.5
T6	Bau-bau	T5-T6	234	20	1	11.7	10.0	4.9	0.2	15.1	659540.8	329770.4	6.5	14.1	2.9	14.1	17.1
T7	Raha	T6-T7	40	4	1	10.0	2.0	1.0	0.2	3.1	137669.2	68834.6	1.4	2.9	5.2	2.9	8.1
T8	Kendari	T7-T8	73	7	2	10.4	3.5	1.7	0.3	5.6	242721.4	121360.7	2.4	5.2	9.9	5.2	15.1
T9	Kolonadale	T8-T9	181	14	1	12.9	7.0	3.5	0.2	10.6	463839.0	231919.5	4.6	9.9	8.5	9.9	18.4
T10	Luwuk	T9-T10	127	12	1	10.6	6.0	3.0	0.2	9.1	398605.0	199302.5	3.9	8.5	5.0	8.5	13.6
T11	Banggai	T10-T11	81	7	1	11.6	3.5	1.7	0.2	5.4	235520.1	117760.1	2.3	5.0	8.5	5.0	13.6
T12	Gorontalo	T11-T12	140	12	1	11.7	6.0	3.0	0.2	9.1	398605.0	199302.5	3.9	8.5	11.5	8.5	20.0
T13	Bitung	T12-T13	176	14	11	12.6	7.0	3.5	1.8	12.3	535851.7	267925.8	5.3	11.5		11.5	11.5

KM. TILONGKABILA

[illegible]

KM. UMSINI

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
U1	Kijang				14				4.9	4.9	213090.4	106545.2	2.1	4.6	80.9		80.9
U2	Tj. Priok	U1-U2	581	33	5	17.6	67.5	17.2	1.7	86.5	3781457.3	1890728.6	37.2	80.9	66.5	80.9	147.4
U3	Surabaya	U2-U3	476	27	5	17.6	55.3	14.1	1.7	71.1	3107756.6	1553878.3	30.6	66.5	71.3	66.5	137.8
U4	Makassar	U3-U4	437	29	5	15.1	59.3	15.1	1.7	76.2	3332323.5	1666161.8	32.8	71.3	46.6	71.3	117.9
U5	Maumere	U4-U5	341	19	3	17.9	38.9	9.9	1.0	49.9	2179047.6	1089523.8	21.4	46.6	15.4	46.6	62.0
U6	Larantuka	U5-U6	105	6	3	17.5	12.3	3.1	1.0	16.5	719362.9	359681.4	7.1	15.4	8.2	15.4	23.6
U7	Lewoleba	U6-U7	48.2	3	3	16.1	6.1	1.6	1.0	8.8	382512.6	191256.3	3.8	8.2	24.2	8.2	32.4
U8	Kupang	U7-U8	161	9	8	17.9	18.4	4.7	2.8	25.9	1132316.9	566158.5	11.1	24.2		24.2	24.2

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
U1	Kijang				
U2	Tj. Priok	66.5	166.3	66.5	161.8
U3	Surabaya	71.3	66.5	46.6	66.5
U4	Makassar	188.8	71.3	188.8	71.3
U5	Maumere				
U6	Larantuka				
U7	Lewoleba				
U8	Kupang				

KM. WILIS

Kode	Pelabuhan	Kode Jarak	Rute	Layar	Sandar	Vs	FC ME	FC AE	FC AE	FC Total	Q HSD	Q LNG	LNG	LNG	BUNKER		TOTAL
			(nm)	(jam)	(jam)		(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(MJ)	(MJ)	(ton)	(m ³)	I (m ³)	II (m ³)	
W1	Marapoko				3				0.4	0.4	16042.3	8021.1	0.2	0.3	10.5		10.5
W2	Selayar	W1-W2	177	19	2	9.3	7.5	3.5	0.2	11.2	489418.4	244709.2	4.8	10.5	11.2	10.5	21.7
W3	Makassar	W2-W3	108	13	37	8.3	5.1	2.4	4.5	12.0	525402.3	262701.2	5.2	11.2	11.4	11.2	22.7
W4	Bima	W1-W3	210	21	1	10.0	8.3	3.9	0.1	12.2	534463.0	267231.5	5.3	11.4	5.5	11.4	16.9
W5	Labuan	W2-W4	79	10	1	7.9	3.9	1.8	0.1	5.9	257307.2	128653.6	2.5	5.5	8.3	5.5	13.8
W6	Waingapu	W1-W4	135	15	2	9.0	5.9	2.8	0.2	8.9	388634.5	194317.3	3.8	8.3	5.7	8.3	14.0
W7	Ende	W2-W5	98	10	3	9.8	3.9	1.8	0.4	6.1	268002.1	134001.0	2.6	5.7	9.0	5.7	14.7
W8	Kupang	W1-W5	142	16	3	8.9	6.3	2.9	0.4	9.6	419177.9	209589.0	4.1	9.0		9.0	9.0

Kode	Pelabuhan	Seleksi I		Skenario IA	
		I (m ³)	II (m ³)	I (m ³)	II (m ³)
W1	Marapoko				
W2	Selayar				
W3	Makassar	79.9	43.8	79.9	43.8
W4	Bima				
W5	Labuan				
W6	Waingapu				
W7	Ende				
W8	Kupang				

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN ID
PERHITUNGAN KEBUTUHAN LNG PADA SETIAP
SKENARIO BUNKERING

[illegible][illegible]

Skenario IA

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon															81.8	150.9	187.9	43.4		
Surabaya	487.4	89.2	359			208			131	128	127	130	248		112.7	109.3	48.8			
Makassar							447	188	252	131	242	127			150.9	112.7	86.7	48.8		
Sorong									402	252	411	363	714	423	343.6	81.8				
Tanjung Priok					308				118		114				99.4				1354.4	
Balikpapan			98.4				93.9	303					635	254						

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangiang		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon									178.2	273.9	63.8	71.9	220.0		503.9	248.0				
Surabaya	158.1				327.7		83.6	217.2							239.1	233.9	39.3	90.8		
Makassar	439.3	200.6	245.2	301.7					247.4						372.0	239.1	267.7	39.3		
Sorong	671.7	292.9							646.3	178.2									416.7	187.0
Tanjung Priok					115.1										221.9					
Balikpapan			583.6	196.2																

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon	448.4	267.9						
Surabaya	129.4	127.5			139.8	199.4		
Makassar	178.6	129.4	262.9	149.4	566.5	213.9	159.8	87.5
Sorong								
Tanjung Priok	113.2				133.0	323.6		
Balikpapan								

Skenario IB

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon															81.8	150.9	187.9	43.4		
Surabaya	487.4	89.2	477.9			208.3			130.9	127.7	126.8	130.3	883.4		112.7	109.3	48.8			
Makassar							447.0	982.1	68.2	130.9	68.8	126.8			150.9	112.7	29.5	48.8		
Sorong									401.9	183.5	411.5	260.0	714.1	592.6	343.6	81.8				
Tanjung Priok					307.8				117.8		113.7				99.4				1354.4	
Bau-bau									183.5	68.2	173.4	68.8					57.2	29.5		

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangiang		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon									178.2	167.3	63.8	71.9	220.0		503.9	161.3				
Surabaya	158.1				327.7		83.6	217.2							239.1	233.9	39.3	90.8		
Makassar	439.3	200.6	1220.0	301.7					80.0						130.0	239.1	267.7	39.3		
Sorong	671.7	292.9							646.3	178.2									416.7	187.0
Tanjung Priok					115.1										221.9					
Bau-bau			112.2						167.3	106.6					241.9	86.7				

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis		Total
	I	II	I	II	I	II	I	II	
Ambon	448.4	165.8							2444.7
Surabaya	129.4	127.5			139.8	199.4			4918.6
Makassar	68.1	129.4	262.9	149.4	566.5	213.9	159.8	87.5	6720.8
Sorong									5381.9
Tanjung Priok	113.2				133.0	323.6			2899.8
Bau-bau	110.6	68.1	206.5	42.3					1722.7

Skenario IC

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon															81.8	150.9	187.9	43.4		
Surabaya	487.4	89.2	477.9			208.3			130.9	127.7	126.8	130.3	883.4		112.7	109.3	48.8			
Makassar							447.0	982.1	251.7	130.9	242.1	126.8			150.9	112.7	86.7	48.8		
Sorong									201.0	251.7	205.7	363.2	357.1	592.6	171.8	81.8				
Tanjung Priok					307.8				117.8		113.7				99.4				1354.4	
Jayapura									201.0		205.7		178.5		257.7					

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangianga		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon									178.2	273.9	63.8	71.9	220.0		503.9	248.0				
Surabaya	158.1				327.7		83.6	217.2							239.1	233.9	39.3	90.8		
Makassar	439.3	200.6	1220.0	301.7					247.4						372.0	239.1	267.7	39.3		
Sorong	335.9	292.9							323.2	178.2									416.7	187.0
Tanjung Priok					115.1										221.9					
Jayapura		335.9							484.7											

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis		Total
	I	II	I	II	I	II	I	II	
Ambon	448.4	267.9							2740.0
Surabaya	129.4	127.5			139.8	199.4			4918.6
Makassar	178.6	129.4	262.9	149.4	566.5	213.9	159.8	87.5	7654.7
Sorong									3958.7
Tanjung Priok	113.2				133.0	323.6			2899.8
Jayapura									1663.5

Skenario IIA

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon															81.8	150.9	187.9	28.6		
Surabaya	487.4	89.2	359.1			208.3			130.9	127.7	126.8	113.7	248.2		112.7	109.3	48.8			
Makassar							447.0	187.9	68.2	130.9	68.8	126.8			150.9	112.7	29.5	48.8		
Sorong									401.9	183.5	411.5	260.0	714.1	423.4	343.6	81.8				
Balikpapan			98.4										635.2	253.8						
Tanjung Priok					307.8				117.8		113.7				99.4				1354.4	
Bau-bau									183.5	68.2	173.4	68.8					57.2	29.5		

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangianga		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Ambon									178.2	167.3	63.8	71.9	220.0		503.9	161.3				
Surabaya	158.1				327.7		83.6	217.2							239.1	233.9	39.3	90.8		
Makassar	439.3	200.6	245.2	152.1					80.0						130.0	239.1	267.7	39.3		
Sorong	671.7	292.9							646.3	178.2									416.7	187.0
Balikpapan			583.6	196.2																
Tanjung Priok					115.1										221.9					
Bau-bau			112.2						167.3	106.6					241.9	86.7				

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis		Total
	I	II	I	II	I	II	I	II	
Ambon	448.4	165.8							2429.9
Surabaya	129.4	127.5			139.8	199.4			4147.9
Makassar	68.1	129.4	28.2	149.4	566.5	213.9	159.8	87.5	4567.5
Sorong									5212.8
Balikpapan									2164.3
Tanjung Priok	113.2				133.0	323.6			2899.8
Bau-bau	110.6	68.1	262.9	42.3					1779.1

Pelabuhan	Awu		Binaia		B. Raya		B. Siguntang		B. Cremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo	Kelimutu		Kelud	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	
Ambon															81.8	150.9	187.9	43.4	
Surabaya	487.4	89.2	359.1			208.3				130.9	127.7	126.8	113.7	248.2		112.7	109.3	48.8	
Makassar							447.0	187.9		251.7	130.9	411.5	126.8			150.9	112.7	86.7	48.8
Sorong										201.0	251.7	205.7	363.2		357.1	423.4	171.8	81.8	
Balikpapan			98.4				93.9	303.2							635.2	253.8			
Tanjung Priok					307.8					117.8			113.7			99.4			1354.4
Jayapura											201.0		205.7		178.5	257.7			

[illegible][illegible]

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud		
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	
Ambon																81.8	150.9	187.9	28.6		
Surabaya	487.4	89.2	359.1			208.3			130.9	127.7	126.8	130.3	248.2			112.7	109.3	48.8			
Makassar							447.0	187.9	68.2	130.9	68.8	126.8				150.9	112.7	29.5	48.8		
Sorong									201.0	183.5	205.7	260.0	357.1	423.4	171.8	81.8					
Balikpapan			98.4					93.9	303.2					635.2	253.8						
Tanjung Priok					307.8				117.8			113.7			99.4					1354.4	
Bau-bau									183.5	68.2	173.4	68.8					57.2	29.5			
Jayapura										201.0		205.7		178.5		257.7					

[illegible][illegible]

Skenario I

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsold		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Ketud	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon															40.9	75.5	187.9	43.4		
Surabaya	162.5	44.6	119.7			104.1			65.5	63.9	63.4	65.2	82.7		56.3	54.7	48.8			
Makassar							149.0	47.0	125.9	65.5	121.1	63.4			75.5	56.3	43.4	48.8		
Sorong									201.0	125.9	205.7	121.1	357.1	211.7	171.8	40.9				
Tanjung Priok					102.6				58.9		56.8				49.7				338.6	
Balikpapan			49.2				47.0	151.6					211.7	84.6						
Maksimal	162.5	44.6	119.7	0.0	102.6	104.1	149.0	151.6	201.0	125.9	205.7	121.1	357.1	211.7	171.8	75.5	187.9	48.8	338.6	0.0
Kontainer	7.98	2.19	5.88	0	5.04	5.11	7.31	7.44	9.87	6.18	10.1	5.94	17.5	10.4	8.43	3.7	9.23	2.39	16.6	0
Pembulatan	8	3	6	0	6	6	8	8	10	7	11	6	18	11	9	4	10	3	17	0
Maksimal	8		6		6		8		10		11		18		9		10		17	

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangiang		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon									89.1	136.9	31.9	71.9	110.0		168.0	124.0				
Surabaya	79.1				163.9		41.8	175.4							79.7	78.0	39.3	90.8		
Makassar	146.4	100.3	49.0	75.4					123.7						124.0	79.7	267.7	39.3		
Sorong	335.9	146.4							323.2	89.1									138.9	62.3
Tanjung Priok					57.6										74.0					
Balikpapan			145.9	49.0																
Maksimal	335.9	146.4	145.9	75.4	163.9	0.0	41.8	175.4	323.2	136.9	31.9	71.9	110.0	0.0	168.0	124.0	267.7	90.8	138.9	62.3
Kontainer	16.5	7.19	7.16	3.7	8.04	0	2.05	8.61	15.9	6.72	1.57	3.53	5.4	0	8.25	6.09	13.1	4.46	6.82	3.06
Pembulatan	17	8	8	4	9	0	3	9	16	7	2	4	6	0	9	7	14	5	7	4
Maksimal	17		8		9		9		16		4		6		9		14		7	

Skenario I

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon	224.2	89.3						
Surabaya	64.7	63.7			46.6	66.5		
Makassar	89.3	64.7	131.5	74.7	188.8	71.3	79.9	43.8
Sorong								
Tanjung Priok	56.6				66.5	161.8		
Balikpapan								
Maksimal	224.2	89.3	131.5	74.7	188.8	161.8	79.9	43.8
Kontainer	11	4.38	6.45	3.67	9.27	7.94	3.92	2.15
Pembulatan	12	5	7	4	10	8	4	3
Maksimal	12		7		10		4	

Skenario II

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsold		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon															40.9	75.4	188	28.6		
Surabaya	162	44.6	120			104			65.5	63.9	63.4	56.8	82.7		56.3	54.6	48.8			
Makassar							149	47	34.1	65.5	34.4	63.4			75.4	56.3	14.8	48.8		
Sorong									201	91.8	206	86.7	357	212	172	40.9				
Balikpapan			39.6				47	152					212	84.6						
Tanjung Priok					103				58.9		56.8				49.7				339	
Bau-bau									91.8	34.1	86.7	34.4					28.6	14.8		
Maksimal	162.5	44.6	119.7	0.0	102.6	104.1	149.0	151.6	201.0	91.8	205.7	86.7	357.1	211.7	171.7	75.4	187.9	48.8	338.6	0.0
Kontainer	7.98	2.19	5.88	0	5.04	5.11	7.31	7.44	9.87	4.5	10.1	4.26	17.5	10.4	8.43	3.7	9.23	2.39	16.6	0
Pembulatan	8	3	6	0	6	6	8	8	10	5	11	5	18	11	9	4	10	3	17	0
Maksimal	8		6		6		8		10		11		18		9		10		17	

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Nggappulu		Pangrango		Sangiang		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon									89.1	83.7	31.9	71.9	110		168	80.6				
Surabaya	79.1				164		41.8	175							79.7	78	39.3	90.8		
Makassar	146	100	49	38					40						43.3	79.7	268	39.3		
Sorong	336	146							323	89.1									139	62.3
Balikpapan			73	49																
Tanjung Priok					57.6										74					
Bau-bau			37.4						83.7	53.3					80.6	80.6				
Maksimal	335.9	146.4	73.0	49.0	163.9	0.0	41.8	175.4	323.2	89.1	31.9	71.9	110.0	0.0	168.0	80.6	267.7	90.8	138.9	62.3
Kontainer	16.5	7.19	3.58	2.41	8.04	0	2.05	8.61	15.9	4.37	1.57	3.53	5.4	0	8.25	3.96	13.1	4.46	6.82	3.06
Pembulatan	17	8	4	3	9	0	3	9	16	5	2	4	6	0	9	4	14	5	7	4
Maksimal	17		4		9		9		16		4		6		9		14		7	

Skenario II

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon	224	55.3						
Surabaya	64.7	63.7			46.6	66.5		
Makassar	34	64.7	14.1	74.7	189	71.3	79.9	43.8
Sorong								
Balikpapan								
Tanjung Priok	56.6				66.5	162		
Bau-bau	55.3	34	131	14.1				
Maksimal	224.2	64.7	131.5	74.7	188.8	161.8	79.9	43.8
Kontainer	11	3.18	6.45	3.67	9.27	7.94	3.92	2.15
Pembulatan	12	4	7	4	10	8	4	3
Maksimal	12		7		10		4	

Skenario III

Pelabuhan	Awu		Binaiya		B. Raya		B. Siguntang		B. Ciremai		B. Dobonsolo		B. Dorolonda		G. Dempo		Kelimutu		Kelud	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon																				
Surabaya	162	44.6	120			104			65.5	63.9	63.4	65.2	82.7		40.9	75.4	188	28.6		
Makassar							149	47	34.1	65.5	34.4	63.4			56.3	54.6	48.8			
Sorong									100	91.8	103	86.7	179	212	85.8	40.9				
Balikpapan			39.6				47	152					212	84.6						
Tanjung Priok					103				58.9		56.8				49.7				339	
Bau-bau									91.8	34.1	86.7	34.4					28.6	14.8		
Jayapura										100		103		179		85.8				
Maksimal	162.5	44.6	119.7	0.0	102.6	104.1	149.0	151.6	100.5	100.5	102.9	102.9	211.7	211.7	85.8	85.8	187.9	48.8	338.6	0.0
Kontainer	7.98	2.19	5.88	0	5.04	5.11	7.31	7.44	4.93	4.93	5.05	5.05	10.4	10.4	4.21	4.21	9.23	2.39	16.6	0
Pembulatan	8	3	6	0	6	6	8	8	5	5	6	6	11	11	5	5	10	3	17	0
Maksimal	8		6		6		8		5		6		11		5		10		17	

Skenario III

Pelabuhan	Labobar		Lambelu		Lawit		Leuser		Ngappulu		Pangrango		Sangiang		Sinabung		Sirimau		Tataimalu	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon									105	124	31.9	71.9	110		168	80.6				
Surabaya	79.1				164		41.8	175							79.7	78	39.3	90.8		
Makassar	146	100	49	38					40						43.3	79.7	268	39.3		
Sorong	168	146							162	89.1									139	62.3
Balikpapan			73	49																
Tanjung Priok					57.6										74					
Bau-bau			37.4						83.7	53.3					80.6	43.3				
Jayapura		168							162											
Maksimal	167.9	167.9	73.0	49.0	163.9	0.0	41.8	175.4	161.6	161.6	31.9	71.9	110.0	0.0	168.0	80.6	267.7	90.8	138.9	62.3
Kontainer	8.24	8.24	3.58	2.41	8.04	0	2.05	8.61	7.93	7.93	1.57	3.53	5.4	0	8.25	3.96	13.1	4.46	6.82	3.06
Pembulatan	9	9	4	3	9	0	3	9	8	8	2	4	6	0	9	4	14	5	7	4
Maksimal	9		4		9		9		8		4		6		9		14		7	

Pelabuhan	Tidar		Tilongkabila		Umsini		Wilis	
	Go	Back	Go	Back	Go	Back	Go	Back
Ambon	224	55.3						
Surabaya	64.7	63.7			46.6	66.5		
Makassar	34	64.7	14.1	74.7	189	71.3	79.9	43.8
Sorong								
Balikpapan								
Tanjung Priok	56.6				66.5	162		
Bau-bau	55.3	34	131	14.1				
Jayapura								
Maksimal	224.2	64.7	131.5	74.7	188.8	161.8	79.9	43.8
Kontainer	11	3.18	6.45	3.67	9.27	7.94	3.92	2.15
Pembulatan	12	4	7	4	10	8	4	3
Maksimal	12		7		10		4	

LAMPIRAN IE
PERHITUNGAN EKONOMI PENYEDIA LNG

Jarak Atar Pelabuhan

Cluster I

Skenario Bunkeirng I, Rute : Badak LNG - Balikpapan - Makassar - Bau-bau - Surabaya - Jakarta

Skenario Bunkeirng II & III, Rute : Badak LNG - Balikpapan - Makassar - Surabaya - Jakarta

Skenario Bunkering I

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Badak LNG		6
Balikpapan	234	10
Makassar	530	21
Surabaya	829	32
T. Priok	742	29
Badak LNG	1615	60
Total	158	jam
	6.6	hari
	7	hari

Skenario Bunkering II & III

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Badak LNG		6
Balikpapan	234	10
Makassar	530	21
Bau-bau	420	17
Surabaya	1140	43
T. Priok	742	29
Badak LNG	1615	60
Total	187	jam
	7.8	hari
	8	hari

Jarak Atar Pelabuhan

Cluster II

Skenario Bunkering I & II, Rute : Tangguh LNG - Ambon - Sorong - Tangguh LNG

Skenario Bunkering III, Rute : Tangguh LNG - Ambon - Jayapura - Sorong - Tangguh LNG

Skenario Bunkering I & II

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Tangguh		6
Ambon	793	32.58
Sorong	644	25.18
Tangguh	460	18.56
Total	82	jam
	3.4	hari
	4	hari

Skenario Bunkering I

Terminal (Pelabuhan)	Jarak km	Waktu jam
Tangguh		6
Ambon	793	30.55
Jayapura	1816	67.37
Sorong	1193	44.94
Tangguh	460	18.56
Total	167	jam
	7.0	hari
	7	hari

Kebutuhan LNG Setiap Pelabuhan per hari (m3/hari)

Cluster	Terminal (Pelabuhan)	Skenario I			Skenario II			Skenario III		
		/hari	/RT	Tangki	/hari	/RT	Tangki	/hari	/RT	Tangki
I	Jakarta	96.7	676.6	3	96.7	773.3	3	96.7	773.3	3
	Surabaya	138.8	971.7	4	138.8	1110.5	5	138.8	1110.5	5
	Balikpapan	72.1	505.0	2	72.1	577.1	3	72.1	577.1	3
	Makassar	196.2	1373.3	6	152.2	1218.0	5	152.2	1218.0	5
	Bau-bau	-	-		59.3	474.4	2	59.3	474.4	2
	Total	3526.6			Total	4153.3		Total	4153.3	
	Ship Size	II			II			II		
II	Ambon	91.3	365.3	2	81.0	324.0	2	81.0	567.0	3
	Sorong	179.5	717.9	4	173.8	695.0	3	120.6	844.2	4
	Jayapura	-	-		-	-		55.4	388.1	2
	Total	1083.2			Total	1019.0		Total	1799.3	
	Ship Size	I			I			I		

LNG Tanker	CBM	Class	Engine	Rental Cost	Rental Cost
			kW	/day	/year
I	2500	Shinju Maru	1900	\$6,000	\$2,160,000
II	7500	Choral Methane	2300	\$9,500	\$3,420,000

Biaya Operasional LNG Tanker

	Cluster I		Cluster II	
	Skenario I	Skenario II & III	Skenario I & II	Skenario III
Bahan Bakar				
Durasi (jam)	158	187	82	167
HSD (liter)	84,303	99,392	36,243	73,706
HSD (liter) / year	3,974,284	4,099,929	2,990,074	3,474,690
HSD \$ / year	\$ 2,201,142	\$ 2,270,730	\$ 1,656,041	\$ 1,924,444
Lubrikasi				
LO (liter)	207	244	89	181
LO (liter) / year	9,746	10,054	7,332	8,520
LO \$ / year	\$ 14,993	\$ 15,467	\$ 11,280	\$ 13,108
Perawatan				
Perawatan \$ / year	\$ 230,000	\$ 230,000	\$ 190,000	\$ 190,000
Port Charge				
Jasa Tambat	\$ 379	\$ 379	\$ 1,010	\$ 1,010
Jasa Pandu	\$ 312	\$ 312	\$ 654	\$ 654
Jasa Tunda	\$ 429	\$ 429	\$ 1,064	\$ 1,064
Port Charge / Pelabuhan	\$ 1,120	\$ 1,120	\$ 2,729	\$ 2,729
Port Charge / roundtrip	\$ 5,598	\$ 6,717	\$ 8,186	\$ 10,915
Port Charge / tahun	\$ 263,900	\$ 277,095	\$ 675,366	\$ 514,565
ABK				
12 ABK / tahun	\$ 166,154	\$ 166,154	\$ 166,154	\$ 166,154
Total	\$ 2,876,189	\$ 2,959,446	\$ 2,698,841	\$ 2,808,271

Biaya Operasional LNG Tanker

OPEX	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Cluster I	\$ 6,296,189	\$ 6,379,446	\$ 6,379,446
Cluster II	\$ 4,858,841	\$ 4,858,841	\$ 4,968,271
Total	\$ 11,155,030	\$ 11,238,287	\$ 11,347,717

CAPEX

No	Investasi	Harga	Spesifikasi	Sumber
Terminal Penerima LNG				
1	Tangki LNG	\$ 450,000	300m ³	LNG Solution
2	LNG Tanker Offloading	\$ 2,600,000	tower + hose + fifi system	LNG Solution
3	LNG Truck Loading Station (Pump)	\$ 20,000	40m ³ /jam	LNG Solution
4	Pipa Cryogenic	\$ 770	per meter	Galih, 2015
5	Bangunan Kantor	\$ 77,000	Ruang Kontrol	Galih, 2015
6	Jetty	\$ 13,300	per meter	Galih, 2015
7	Investasi Tanah (Jakarta)	\$ 1,500	/m2	Urban Indo
8	Investasi Tanah (Surabaya)	\$ 150	/m2	Urban Indo
9	Investasi Tanah (Sorong)	\$ 82	/m2	Urban Indo
LNG Truck				
1	LNG Road Tanker Semi Trailer	\$ 25,000	50m ³	Alibaba
2	Truck Head	\$ 32,500		Alibaba

OPEX (ANNUAL)

Electrical (Terminal Penerima LNG)						
No	Operasional	Unit	kW	Hour	Harga	Informasi
1	LNG Transfer	1	50	12	\$ 21,900	
2	Lampu Jalan	20	0	14	\$ 1,022	
3	Lampu Gedung	20	0	14	\$ 153	
4	Peralatan Elektronik	1	1	24	\$ 876	
5	Loading Arm	1	15	12	\$ 6,570	
Total					\$ 30,521	

No	Tugas	Crew	Gaji	Informasi
1	Security	2	\$ 9,231	
2	Control Room	4	\$ 18,462	
3	Port Master	4	\$ 18,462	
Total			\$ 46,154	

JAKARTA

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	3	\$ 1,350,000	3	\$ 1,350,000	3	\$ 1,350,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,963	\$ 5,944,365	3,963	\$ 5,944,365	3,963	\$ 5,944,365
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	7	\$ 402,500	7	\$ 402,500	7	\$ 402,500
Total			\$ 12,542,865		\$ 12,542,865		\$ 12,542,865

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	\$ 25,086	1	\$ 25,086	1	\$ 25,086
4	Operator Truk	7	\$ 32,308	7	\$ 32,308	7	\$ 32,308
5	Maintenance	1	\$ 62,714	1	\$ 62,714	1	\$ 62,714
Total			\$ 196,783		\$ 196,783		\$ 196,783

SURABAYA

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	4	\$ 1,800,000	5	\$ 2,250,000	5	\$ 2,250,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,963	\$ 594,437	4,379	\$ 656,811	4,379	\$ 656,811
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	4	\$ 230,000	4	\$ 230,000	4	\$ 230,000
Total			\$ 7,470,437		\$ 7,982,811		\$ 7,982,811

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	\$ 14,941	1	\$ 15,966	1	\$ 15,966
4	Operator Truk	4	\$ 18,462	4	\$ 18,462	4	\$ 18,462
5	Maintenance	1	\$ 37,352	1	\$ 39,914	1	\$ 39,914
Total			\$ 147,430		\$ 151,016		\$ 151,016

BALIKPAPAN

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	2	\$ 900,000	3	\$ 1,350,000	3	\$ 1,350,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,547	\$ 532,062	3,963	\$ 594,437	3,963	\$ 594,437
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	4	\$ 230,000	4	\$ 230,000	4	\$ 230,000
Total			\$ 6,508,062		\$ 7,020,437		\$ 7,020,437

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	\$ 13,016	1	\$ 14,041	1	\$ 14,041
4	Operator Truk	4	\$ 18,462	4	\$ 18,462	4	\$ 18,462
5	Maintenance	1	\$ 32,540	1	\$ 35,102	1	\$ 35,102
Total			\$ 140,693		\$ 144,280		\$ 144,280

MAKASSAR

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	6	\$ 2,700,000	5	\$ 2,250,000	3	\$ 1,350,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	4,379	\$ 656,811	4,379	\$ 656,811	3,963	\$ 594,437
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	5	\$ 287,500	5	\$ 287,500	5	\$ 287,500
Total			\$ 8,490,311		\$ 8,040,311		\$ 7,077,937

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	\$ 16,981	1	\$ 16,081	1	\$ 14,156
4	Operator Truk	5	\$ 23,077	5	\$ 23,077	5	\$ 23,077
5	Maintenance	1	\$ 42,452	1	\$ 40,202	1	\$ 35,390
Total			\$ 159,184		\$ 156,034		\$ 149,298

BAU-BAU

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG		-	2	\$ 900,000	2	\$ 900,000
2	LNG Tanker Offloading		-	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)		-	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic		-	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor		-	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty		-	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah		-	3,547	\$ 290,860.56	3,547	\$ 290,860.56
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)		-	3	\$ 172,500	3	\$ 172,500
Total			\$ -		\$ 6,209,361		\$ 6,209,361

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	-	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	-	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	-	1	\$ 12,419	1	\$ 12,419
4	Operator Truk	0	-	3	\$ 13,846	3	\$ 13,846
5	Maintenance	1	-	1	\$ 31,047	1	\$ 31,047
Total			\$ -		\$ 133,987		\$ 133,987

AMBON

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	2	\$ 900,000	2	\$ 900,000	3	\$ 1,350,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,547	\$ 290,860.56	3,547	\$ 290,860.56	3,547	\$ 290,860.56
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	5	\$ 287,500	5	\$ 287,500	5	\$ 287,500
Total			\$ 6,324,361		\$ 6,324,361		\$ 6,774,361

OPERATIONAL COST

No	Operasional	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Listrik	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Operator Terminal Penerima	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Pajak Bangunan	1	\$ 12,649	1	\$ 12,649	1	\$ 13,549
4	Operator Truk	5	\$ 23,077	5	\$ 23,077	5	\$ 23,077
5	Maintenance	1	\$ 31,622	1	\$ 31,622	1	\$ 33,872
Total			\$ 144,023		\$ 144,023		\$ 147,173

SORONG

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Tangki LNG	4	\$ 1,800,000	3	\$ 1,350,000	4	\$ 1,800,000
2	LNG Tanker Offloading	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pompa)	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000	1	\$ 20,000
4	Pipa Cryogenic	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000	200	\$ 154,000
5	Bangunan Kantor	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000	1	\$ 77,000
6	Jetty	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000	150	\$ 1,995,000
7	Investasi Tanah	3,963	\$ 324,959	3,963	\$ 324,959	3,963	\$ 324,959
8	LNG Road Tanker (Truk + Pompa)	7	\$ 402,500	7	\$ 402,500	4	\$ 230,000
Total			\$ 7,373,459		\$ 6,923,459		\$ 7,200,959

OPERATIONAL COST

No	Operational	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Electrical (LNG Receiving Terminal)	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521	1	\$ 30,521
2	Crew (LNG Receiving Terminal)	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154	10	\$ 46,154
3	Land Building Tax	1	\$ 14,747	1	\$ 13,847	1	\$ 14,402
4	Truck Driver	7	\$ 32,308	7	\$ 32,308	4	\$ 18,462
5	Maintenance	1	\$ 36,867	1	\$ 34,617	1	\$ 36,005
Total			\$ 160,597		\$ 157,447		\$ 145,543

JAYAPURA

CAPEX

No	Investasi	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	LNG Storage	-	-	-	-	2	\$ 900,000
2	LNG Storage	-	-	-	-	1	\$ 2,600,000
3	LNG Truck Loading Station (Pump)	-	-	-	-	1	\$ 20,000
4	Cryogenic Pipe	-	-	-	-	200	\$ 154,000
5	Office Building	-	-	-	-	1	\$ 77,000
6	Jetty	-	-	-	-	150	\$ 1,995,000
7	Land Investment	-	-	-	-	3,547	\$ 42,565
8	LNG Road Tanker (Truck + Pump)	-	-	-	-	4	\$ 230,000
Total			\$ -		\$ -		\$ 6,018,565

OPERATIONAL COST

No	Operational	Skenario I		Skenario II		Skenario III	
		Unit	Total Harga	Unit	Total Harga	Unit	Total Harga
1	Electrical (LNG Receiving Terminal)	-	-	-	-	1	\$ 30,521
2	Crew (LNG Receiving Terminal)	-	-	-	-	10	\$ 46,154
3	Land Building Tax	-	-	-	-	1	\$ 12,037
4	Truck Driver	-	-	-	-	4	\$ 18,462
5	Maintenance	-	-	-	-	1	\$ 30,093
Total			\$ -		\$ -		\$ 137,267

Capex dan Opex Masing-masing Skenario

	Skenario I	Skenario II	Skenario III
CAPEX	\$ 48,709,494	\$ 55,043,603	\$ 60,827,294
OPEX	\$ 12,103,740	\$ 12,321,857	\$ 12,553,063

REVENUE		
Kebutuhan gas per bulan	m3/month	23,950
Kebutuhan gas per bulan	mmbtu	622,708
Kebutuhan gas per tahun	mmbtu	7,472,494

Capex dan Opex Masing-masing Skenario

	S1A1	S1A2	S1A3	S1A4
LNG Purchase	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0
Margin	\$ 3.0	\$ 3.5	\$ 4.0	\$ 4.5
LNG Sell	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
Annual Revenue	\$ 22,417,481	\$ 26,153,728	\$ 29,889,974	\$ 33,626,221
NPV	\$ 4,140,129	\$ 36,452,755	\$ 68,750,394	\$ 101,038,039
IRR	6%	14%	20%	27%
PP	17.7	7.8	5.3	4.1
	S2A1	S2A2	S2A3	S2A4
LNG Purchase	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0
Margin	\$ 3.0	\$ 3.5	\$ 4.0	\$ 4.5
LNG Sell	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
Annual Revenue	\$ 22,417,481	\$ 26,153,728	\$ 29,889,974	\$ 33,626,221
NPV	\$ (6,846,559)	\$ 25,468,503	\$ 57,767,967	\$ 90,057,034
IRR	3%	11%	17%	22%
PP	0.0	10.3	6.5	4.9
	S3A1	S3A2	S3A3	S3A4
LNG Purchase	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0	\$ 8.0
Margin	\$ 3.0	\$ 3.5	\$ 4.0	\$ 4.5
LNG Sell	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
Annual Revenue	\$ 22,417,481	\$ 26,153,728	\$ 29,889,974	\$ 33,626,221
NPV	\$ (17,202,502)	\$ 15,114,910	\$ 47,416,138	\$ 79,706,575
IRR	1%	8%	14%	19%
PP	0.0	14.1	7.9	5.7

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 48,709,494	1	2018	\$ 3,247,838	\$ 751,476	\$ 2,496,362	\$ 23,603,270
OPEX	\$ 12,103,740	2	2019	\$ 3,247,838	\$ 828,503	\$ 2,419,335	\$ 22,774,768
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0	3	2020	\$ 3,247,838	\$ 913,424	\$ 2,334,414	\$ 21,861,343
Margin per mmbtu	\$ 3.0	4	2021	\$ 3,247,838	\$ 1,007,050	\$ 2,240,788	\$ 20,854,293
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.0	5	2022	\$ 3,247,838	\$ 1,110,273	\$ 2,137,565	\$ 19,744,020
Annual Revenue	\$ 22,417,481	6	2023	\$ 3,247,838	\$ 1,224,076	\$ 2,023,762	\$ 18,519,944
Depreciation	\$ 2,191,927	7	2024	\$ 3,247,838	\$ 1,349,544	\$ 1,898,294	\$ 17,170,400
Inflation	5%	8	2025	\$ 3,247,838	\$ 1,487,872	\$ 1,759,966	\$ 15,682,528
LOANS		9	2026	\$ 3,247,838	\$ 1,640,379	\$ 1,607,459	\$ 14,042,149
Investation	\$ 48,709,494	10	2027	\$ 3,247,838	\$ 1,808,518	\$ 1,439,320	\$ 12,233,631
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 3,247,838	\$ 1,993,891	\$ 1,253,947	\$ 10,239,741
Loans Periode	15	12	2029	\$ 3,247,838	\$ 2,198,265	\$ 1,049,573	\$ 8,041,476
Loans	\$ 24,354,747	13	2030	\$ 3,247,838	\$ 2,423,587	\$ 824,251	\$ 5,617,889
Interest	10.25%	14	2031	\$ 3,247,838	\$ 2,672,004	\$ 575,834	\$ 2,945,885
OUTPUT		15	2032	\$ 3,247,838	\$ 2,945,885	\$ 301,953	\$ (0)
NPV	\$ 4,140,129	16	2033				
IRR	6%	17	2034				
PP	17.7	18	2035				
		19	2036				
		20	2037				

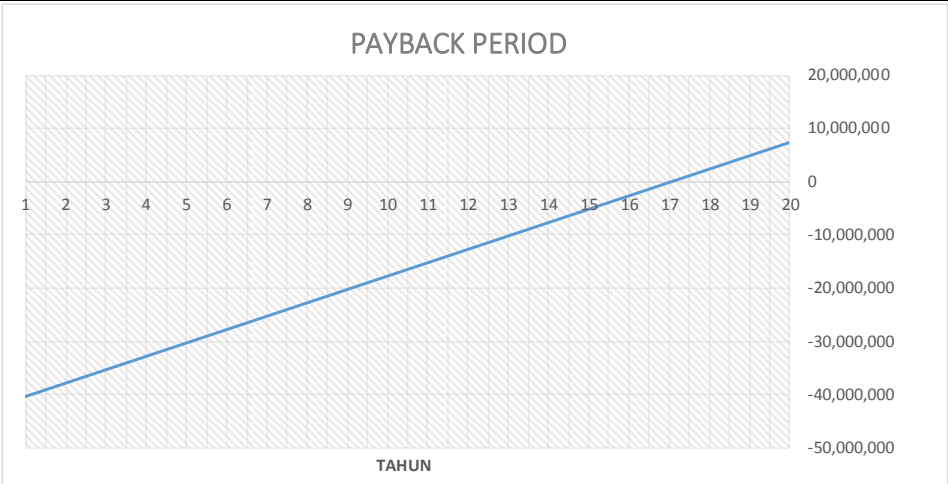
SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 48,709,494			\$ 2,496,362			
2	2019		\$ 22,417,481	\$ 12,103,740	\$ 2,419,335	\$ 2,191,927	\$ 5,702,479	\$ 1,413,879
3	2020		\$ 22,417,481	\$ 12,345,815	\$ 2,334,414	\$ 2,191,927	\$ 5,545,325	\$ 1,374,914
4	2021		\$ 22,417,481	\$ 12,592,731	\$ 2,240,788	\$ 2,191,927	\$ 5,392,035	\$ 1,336,907
5	2022		\$ 22,417,481	\$ 12,844,585	\$ 2,137,565	\$ 2,191,927	\$ 5,243,403	\$ 1,300,055
6	2023		\$ 22,417,481	\$ 13,101,477	\$ 2,023,762	\$ 2,191,927	\$ 5,100,314	\$ 1,264,578
7	2024		\$ 22,417,481	\$ 13,363,507	\$ 1,898,294	\$ 2,191,927	\$ 4,963,753	\$ 1,230,719
8	2025		\$ 22,417,481	\$ 13,630,777	\$ 1,759,966	\$ 2,191,927	\$ 4,834,811	\$ 1,198,749
9	2026		\$ 22,417,481	\$ 13,903,392	\$ 1,607,459	\$ 2,191,927	\$ 4,714,702	\$ 1,168,969
10	2027		\$ 22,417,481	\$ 14,181,460	\$ 1,439,320	\$ 2,191,927	\$ 4,604,773	\$ 1,141,713
11	2028		\$ 22,417,481	\$ 14,465,089	\$ 1,253,947	\$ 2,191,927	\$ 4,506,517	\$ 1,117,351
12	2029		\$ 22,417,481	\$ 14,754,391	\$ 1,049,573	\$ 2,191,927	\$ 4,421,589	\$ 1,096,294
13	2030		\$ 22,417,481	\$ 15,049,479	\$ 824,251	\$ 2,191,927	\$ 4,351,823	\$ 1,078,996
14	2031		\$ 22,417,481	\$ 15,350,469	\$ 575,834	\$ 2,191,927	\$ 4,299,251	\$ 1,065,961
15	2032		\$ 22,417,481	\$ 15,657,478	\$ 301,953	\$ 2,191,927	\$ 4,266,122	\$ 1,057,747
16	2033		\$ 22,417,481	\$ 15,970,628		\$ 2,191,927	\$ 4,254,926	\$ 1,054,971
17	2034		\$ 22,417,481	\$ 16,290,040		\$ 2,191,927	\$ 3,935,513	\$ 975,776
18	2035		\$ 22,417,481	\$ 16,615,841		\$ 2,191,927	\$ 3,609,713	\$ 894,996
19	2036		\$ 22,417,481	\$ 16,948,158		\$ 2,191,927	\$ 3,277,396	\$ 812,601
20	2037		\$ 22,417,481	\$ 17,287,121		\$ 2,191,927	\$ 2,938,433	\$ 728,558

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 751,476	\$ (49,460,970)	\$ 0.95	\$ (47,105,686)	\$ (47,105,686)	0	0.0
2	2019	\$ 6,480,527	\$ 828,503	\$ 5,652,024	\$ 0.91	\$ 5,126,552	\$ (41,979,134)	0	0.0
3	2020	\$ 6,362,338	\$ 913,424	\$ 5,448,914	\$ 0.86	\$ 4,706,977	\$ (37,272,157)	0	0.0
4	2021	\$ 6,247,055	\$ 1,007,050	\$ 5,240,005	\$ 0.82	\$ 4,310,965	\$ (32,961,192)	0	0.0
5	2022	\$ 6,135,275	\$ 1,110,273	\$ 5,025,002	\$ 0.78	\$ 3,937,220	\$ (29,023,972)	0	0.0
6	2023	\$ 6,027,664	\$ 1,224,076	\$ 4,803,588	\$ 0.75	\$ 3,584,511	\$ (25,439,461)	0	0.0
7	2024	\$ 5,924,961	\$ 1,349,544	\$ 4,575,417	\$ 0.71	\$ 3,251,664	\$ (22,187,797)	0	0.0
8	2025	\$ 5,827,989	\$ 1,487,872	\$ 4,340,117	\$ 0.68	\$ 2,937,562	\$ (19,250,235)	0	0.0
9	2026	\$ 5,737,661	\$ 1,640,379	\$ 4,097,282	\$ 0.64	\$ 2,641,144	\$ (16,609,090)	0	0.0
10	2027	\$ 5,654,988	\$ 1,808,518	\$ 3,846,470	\$ 0.61	\$ 2,361,399	\$ (14,247,692)	0	0.0
11	2028	\$ 5,581,093	\$ 1,993,891	\$ 3,587,202	\$ 0.58	\$ 2,097,363	\$ (12,150,329)	0	0.0
12	2029	\$ 5,517,222	\$ 2,198,265	\$ 3,318,958	\$ 0.56	\$ 1,848,120	\$ (10,302,209)	0	0.0
13	2030	\$ 5,464,754	\$ 2,423,587	\$ 3,041,168	\$ 0.53	\$ 1,612,796	\$ (8,689,413)	0	0.0
14	2031	\$ 5,425,217	\$ 2,672,004	\$ 2,753,213	\$ 0.51	\$ 1,390,560	\$ (7,298,853)	0	0.0
15	2032	\$ 5,400,302	\$ 2,945,885	\$ 2,454,417	\$ 0.48	\$ 1,180,617	\$ (6,118,236)	0	0.0
16	2033	\$ 5,391,882		\$ 5,391,882	\$ 0.46	\$ 2,470,083	\$ (3,648,153)	0	0.0
17	2034	\$ 5,151,665		\$ 5,151,665	\$ 0.44	\$ 2,247,654	\$ (1,400,499)	0	0.0
18	2035	\$ 4,906,644		\$ 4,906,644	\$ 0.42	\$ 2,038,812	\$ 638,313	1	17.7
19	2036	\$ 4,656,722		\$ 4,656,722	\$ 0.40	\$ 1,842,823	\$ 2,481,136	2	0.0
20	2037	\$ 4,401,802		\$ 4,401,802	\$ 0.38	\$ 1,658,993	\$ 4,140,129	3	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0



SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 48,709,494	1	2018	\$ 3,247,838	\$ 751,476	\$ 2,496,362	\$ 23,603,270
OPEX	\$ 12,103,740	2	2019	\$ 3,247,838	\$ 828,503	\$ 2,419,335	\$ 22,774,768
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0	3	2020	\$ 3,247,838	\$ 913,424	\$ 2,334,414	\$ 21,861,343
Margin per mmbtu	\$ 3.5	4	2021	\$ 3,247,838	\$ 1,007,050	\$ 2,240,788	\$ 20,854,293
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.5	5	2022	\$ 3,247,838	\$ 1,110,273	\$ 2,137,565	\$ 19,744,020
Annual Revenue	\$ 26,153,728	6	2023	\$ 3,247,838	\$ 1,224,076	\$ 2,023,762	\$ 18,519,944
Depreciation	\$ 2,191,927	7	2024	\$ 3,247,838	\$ 1,349,544	\$ 1,898,294	\$ 17,170,400
Inflation	5%	8	2025	\$ 3,247,838	\$ 1,487,872	\$ 1,759,966	\$ 15,682,528
LOANS		9	2026	\$ 3,247,838	\$ 1,640,379	\$ 1,607,459	\$ 14,042,149
Investation	\$ 48,709,494	10	2027	\$ 3,247,838	\$ 1,808,518	\$ 1,439,320	\$ 12,233,631
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 3,247,838	\$ 1,993,891	\$ 1,253,947	\$ 10,239,741
Loans Periode	15	12	2029	\$ 3,247,838	\$ 2,198,265	\$ 1,049,573	\$ 8,041,476
Loans	\$ 24,354,747	13	2030	\$ 3,247,838	\$ 2,423,587	\$ 824,251	\$ 5,617,889
Interest	10.25%	14	2031	\$ 3,247,838	\$ 2,672,004	\$ 575,834	\$ 2,945,885
OUTPUT		15	2032	\$ 3,247,838	\$ 2,945,885	\$ 301,953	\$ (0)
NPV	\$ 36,452,755	16	2033				
IRR	14%	17	2034				
PP	7.8	18	2035				
		19	2036				
		20	2037				

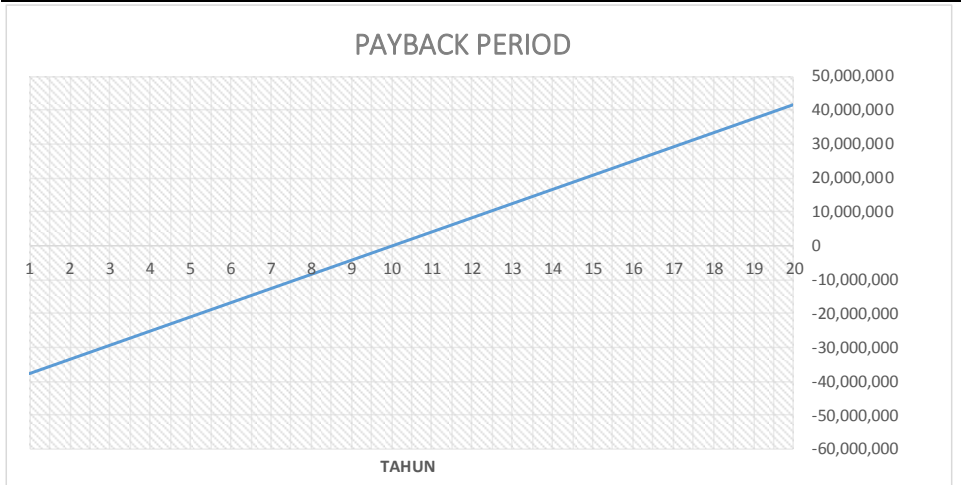
SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 48,709,494			\$ 2,496,362			
2	2019		\$ 26,153,728	\$ 12,103,740	\$ 2,419,335	\$ 2,191,927	\$ 9,438,725	\$ 2,343,025
3	2020		\$ 26,153,728	\$ 12,345,815	\$ 2,334,414	\$ 2,191,927	\$ 9,281,572	\$ 2,304,014
4	2021		\$ 26,153,728	\$ 12,592,731	\$ 2,240,788	\$ 2,191,927	\$ 9,128,282	\$ 2,265,962
5	2022		\$ 26,153,728	\$ 12,844,585	\$ 2,137,565	\$ 2,191,927	\$ 8,979,650	\$ 2,229,066
6	2023		\$ 26,153,728	\$ 13,101,477	\$ 2,023,762	\$ 2,191,927	\$ 8,836,561	\$ 2,193,546
7	2024		\$ 26,153,728	\$ 13,363,507	\$ 1,898,294	\$ 2,191,927	\$ 8,699,999	\$ 2,159,647
8	2025		\$ 26,153,728	\$ 13,630,777	\$ 1,759,966	\$ 2,191,927	\$ 8,571,058	\$ 2,127,639
9	2026		\$ 26,153,728	\$ 13,903,392	\$ 1,607,459	\$ 2,191,927	\$ 8,450,949	\$ 2,097,824
10	2027		\$ 26,153,728	\$ 14,181,460	\$ 1,439,320	\$ 2,191,927	\$ 8,341,020	\$ 2,070,535
11	2028		\$ 26,153,728	\$ 14,465,089	\$ 1,253,947	\$ 2,191,927	\$ 8,242,764	\$ 2,046,145
12	2029		\$ 26,153,728	\$ 14,754,391	\$ 1,049,573	\$ 2,191,927	\$ 8,157,836	\$ 2,025,063
13	2030		\$ 26,153,728	\$ 15,049,479	\$ 824,251	\$ 2,191,927	\$ 8,088,070	\$ 2,007,744
14	2031		\$ 26,153,728	\$ 15,350,469	\$ 575,834	\$ 2,191,927	\$ 8,035,498	\$ 1,994,694
15	2032		\$ 26,153,728	\$ 15,657,478	\$ 301,953	\$ 2,191,927	\$ 8,002,369	\$ 1,986,470
16	2033		\$ 26,153,728	\$ 15,970,628		\$ 2,191,927	\$ 7,991,173	\$ 1,983,691
17	2034		\$ 26,153,728	\$ 16,290,040		\$ 2,191,927	\$ 7,671,760	\$ 1,904,402
18	2035		\$ 26,153,728	\$ 16,615,841		\$ 2,191,927	\$ 7,345,959	\$ 1,823,526
19	2036		\$ 26,153,728	\$ 16,948,158		\$ 2,191,927	\$ 7,013,643	\$ 1,741,034
20	2037		\$ 26,153,728	\$ 17,287,121		\$ 2,191,927	\$ 6,674,680	\$ 1,656,891

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 751,476	\$ (49,460,970)	\$ 0.95	\$ (47,105,686)	\$ (47,105,686)	0	0.0
2	2019	\$ 9,287,628	\$ 828,503	\$ 8,459,125	\$ 0.91	\$ 7,672,676	\$ (39,433,010)	0	0.0
3	2020	\$ 9,169,486	\$ 913,424	\$ 8,256,061	\$ 0.86	\$ 7,131,896	\$ (32,301,114)	0	0.0
4	2021	\$ 9,054,247	\$ 1,007,050	\$ 8,047,197	\$ 0.82	\$ 6,620,449	\$ (25,680,665)	0	0.0
5	2022	\$ 8,942,511	\$ 1,110,273	\$ 7,832,238	\$ 0.78	\$ 6,136,764	\$ (19,543,901)	0	0.0
6	2023	\$ 8,834,942	\$ 1,224,076	\$ 7,610,866	\$ 0.75	\$ 5,679,346	\$ (13,864,556)	0	0.0
7	2024	\$ 8,732,280	\$ 1,349,544	\$ 7,382,736	\$ 0.71	\$ 5,246,773	\$ (8,617,783)	0	0.0
8	2025	\$ 8,635,346	\$ 1,487,872	\$ 7,147,474	\$ 0.68	\$ 4,837,692	\$ (3,780,091)	0	0.0
9	2026	\$ 8,545,052	\$ 1,640,379	\$ 6,904,674	\$ 0.64	\$ 4,450,814	\$ 670,723	1	7.8
10	2027	\$ 8,462,412	\$ 1,808,518	\$ 6,653,894	\$ 0.61	\$ 4,084,914	\$ 4,755,637	2	0.0
11	2028	\$ 8,388,546	\$ 1,993,891	\$ 6,394,655	\$ 0.58	\$ 3,738,823	\$ 8,494,459	3	0.0
12	2029	\$ 8,324,700	\$ 2,198,265	\$ 6,126,436	\$ 0.56	\$ 3,411,429	\$ 11,905,888	4	0.0
13	2030	\$ 8,272,253	\$ 2,423,587	\$ 5,848,666	\$ 0.53	\$ 3,101,673	\$ 15,007,560	5	0.0
14	2031	\$ 8,232,731	\$ 2,672,004	\$ 5,560,727	\$ 0.51	\$ 2,808,545	\$ 17,816,105	6	0.0
15	2032	\$ 8,207,826	\$ 2,945,885	\$ 5,261,941	\$ 0.48	\$ 2,531,084	\$ 20,347,189	7	0.0
16	2033	\$ 8,199,409		\$ 8,199,409	\$ 0.46	\$ 3,756,244	\$ 24,103,433	8	0.0
17	2034	\$ 7,959,286		\$ 7,959,286	\$ 0.44	\$ 3,472,610	\$ 27,576,043	9	0.0
18	2035	\$ 7,714,360		\$ 7,714,360	\$ 0.42	\$ 3,205,476	\$ 30,781,519	10	0.0
19	2036	\$ 7,464,536		\$ 7,464,536	\$ 0.40	\$ 2,953,971	\$ 33,735,489	11	0.0
20	2037	\$ 7,209,716		\$ 7,209,716	\$ 0.38	\$ 2,717,266	\$ 36,452,755	12	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5



SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

INPUT	
CAPEX	\$ 48,709,494
OPEX	\$ 12,103,740
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 4.0
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.0
Annual Revenue	\$ 29,889,974
Depreciation	\$ 2,191,927
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 48,709,494
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 24,354,747
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ 68,750,394
IRR	20%
PP	5.3

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 3,247,838	\$ 751,476	\$ 2,496,362	\$ 23,603,270
2	2019	\$ 3,247,838	\$ 828,503	\$ 2,419,335	\$ 22,774,768
3	2020	\$ 3,247,838	\$ 913,424	\$ 2,334,414	\$ 21,861,343
4	2021	\$ 3,247,838	\$ 1,007,050	\$ 2,240,788	\$ 20,854,293
5	2022	\$ 3,247,838	\$ 1,110,273	\$ 2,137,565	\$ 19,744,020
6	2023	\$ 3,247,838	\$ 1,224,076	\$ 2,023,762	\$ 18,519,944
7	2024	\$ 3,247,838	\$ 1,349,544	\$ 1,898,294	\$ 17,170,400
8	2025	\$ 3,247,838	\$ 1,487,872	\$ 1,759,966	\$ 15,682,528
9	2026	\$ 3,247,838	\$ 1,640,379	\$ 1,607,459	\$ 14,042,149
10	2027	\$ 3,247,838	\$ 1,808,518	\$ 1,439,320	\$ 12,233,631
11	2028	\$ 3,247,838	\$ 1,993,891	\$ 1,253,947	\$ 10,239,741
12	2029	\$ 3,247,838	\$ 2,198,265	\$ 1,049,573	\$ 8,041,476
13	2030	\$ 3,247,838	\$ 2,423,587	\$ 824,251	\$ 5,617,889
14	2031	\$ 3,247,838	\$ 2,672,004	\$ 575,834	\$ 2,945,885
15	2032	\$ 3,247,838	\$ 2,945,885	\$ 301,953	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

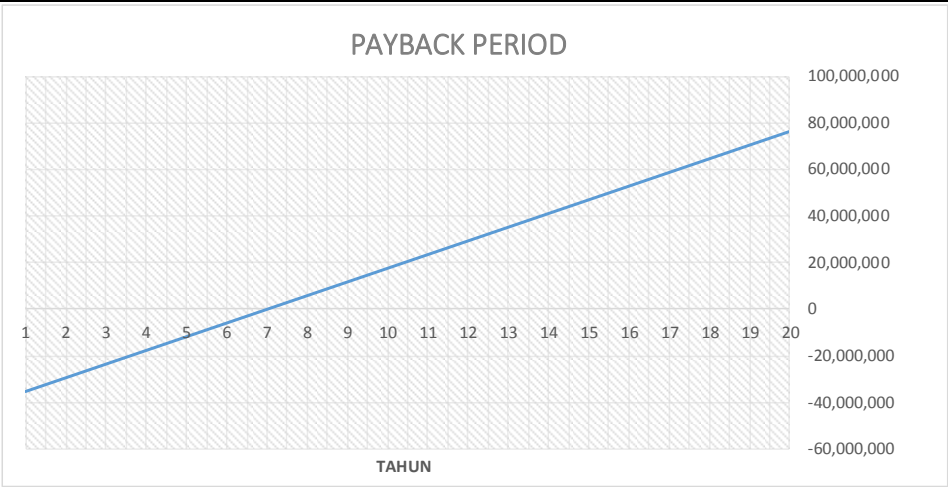
SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 48,709,494			\$ 2,496,362			
2	2019		\$ 29,889,974	\$ 12,103,740	\$ 2,419,335	\$ 2,191,927	\$ 13,174,972	\$ 3,273,399
3	2020		\$ 29,889,974	\$ 12,345,815	\$ 2,334,414	\$ 2,191,927	\$ 13,017,819	\$ 3,234,354
4	2021		\$ 29,889,974	\$ 12,592,731	\$ 2,240,788	\$ 2,191,927	\$ 12,864,529	\$ 3,196,268
5	2022		\$ 29,889,974	\$ 12,844,585	\$ 2,137,565	\$ 2,191,927	\$ 12,715,897	\$ 3,159,339
6	2023		\$ 29,889,974	\$ 13,101,477	\$ 2,023,762	\$ 2,191,927	\$ 12,572,808	\$ 3,123,788
7	2024		\$ 29,889,974	\$ 13,363,507	\$ 1,898,294	\$ 2,191,927	\$ 12,436,246	\$ 3,089,858
8	2025		\$ 29,889,974	\$ 13,630,777	\$ 1,759,966	\$ 2,191,927	\$ 12,307,304	\$ 3,057,822
9	2026		\$ 29,889,974	\$ 13,903,392	\$ 1,607,459	\$ 2,191,927	\$ 12,187,196	\$ 3,027,980
10	2027		\$ 29,889,974	\$ 14,181,460	\$ 1,439,320	\$ 2,191,927	\$ 12,077,267	\$ 3,000,668
11	2028		\$ 29,889,974	\$ 14,465,089	\$ 1,253,947	\$ 2,191,927	\$ 11,979,011	\$ 2,976,255
12	2029		\$ 29,889,974	\$ 14,754,391	\$ 1,049,573	\$ 2,191,927	\$ 11,894,083	\$ 2,955,155
13	2030		\$ 29,889,974	\$ 15,049,479	\$ 824,251	\$ 2,191,927	\$ 11,824,317	\$ 2,937,821
14	2031		\$ 29,889,974	\$ 15,350,469	\$ 575,834	\$ 2,191,927	\$ 11,771,745	\$ 2,924,759
15	2032		\$ 29,889,974	\$ 15,657,478	\$ 301,953	\$ 2,191,927	\$ 11,738,616	\$ 2,916,528
16	2033		\$ 29,889,974	\$ 15,970,628		\$ 2,191,927	\$ 11,727,420	\$ 2,913,746
17	2034		\$ 29,889,974	\$ 16,290,040		\$ 2,191,927	\$ 11,408,007	\$ 2,834,386
18	2035		\$ 29,889,974	\$ 16,615,841		\$ 2,191,927	\$ 11,082,206	\$ 2,753,439
19	2036		\$ 29,889,974	\$ 16,948,158		\$ 2,191,927	\$ 10,749,889	\$ 2,670,873
20	2037		\$ 29,889,974	\$ 17,287,121		\$ 2,191,927	\$ 10,410,926	\$ 2,586,656

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 751,476	\$ (49,460,970)	\$ 0.95	\$ (47,105,686)	\$ (47,105,686)	0	0.0
2	2019	\$ 12,093,500	\$ 828,503	\$ 11,264,997	\$ 0.91	\$ 10,217,685	\$ (36,888,001)	0	0.0
3	2020	\$ 11,975,393	\$ 913,424	\$ 11,061,968	\$ 0.86	\$ 9,555,744	\$ (27,332,257)	0	0.0
4	2021	\$ 11,860,188	\$ 1,007,050	\$ 10,853,138	\$ 0.82	\$ 8,928,903	\$ (18,403,354)	0	0.0
5	2022	\$ 11,748,485	\$ 1,110,273	\$ 10,638,212	\$ 0.78	\$ 8,335,317	\$ (10,068,036)	0	0.0
6	2023	\$ 11,640,947	\$ 1,224,076	\$ 10,416,871	\$ 0.75	\$ 7,773,230	\$ (2,294,807)	0	0.0
7	2024	\$ 11,538,315	\$ 1,349,544	\$ 10,188,771	\$ 0.71	\$ 7,240,970	\$ 4,946,163	1	5.3
8	2025	\$ 11,441,410	\$ 1,487,872	\$ 9,953,538	\$ 0.68	\$ 6,736,946	\$ 11,683,109	2	0.0
9	2026	\$ 11,351,143	\$ 1,640,379	\$ 9,710,764	\$ 0.64	\$ 6,259,645	\$ 17,942,754	3	0.0
10	2027	\$ 11,268,526	\$ 1,808,518	\$ 9,460,008	\$ 0.61	\$ 5,807,625	\$ 23,750,378	4	0.0
11	2028	\$ 11,194,682	\$ 1,993,891	\$ 9,200,791	\$ 0.58	\$ 5,379,512	\$ 29,129,891	5	0.0
12	2029	\$ 11,130,855	\$ 2,198,265	\$ 8,932,591	\$ 0.56	\$ 4,974,001	\$ 34,103,891	6	0.0
13	2030	\$ 11,078,423	\$ 2,423,587	\$ 8,654,836	\$ 0.53	\$ 4,589,845	\$ 38,693,736	7	0.0
14	2031	\$ 11,038,913	\$ 2,672,004	\$ 8,366,909	\$ 0.51	\$ 4,225,857	\$ 42,919,593	8	0.0
15	2032	\$ 11,014,015	\$ 2,945,885	\$ 8,068,130	\$ 0.48	\$ 3,880,909	\$ 46,800,502	9	0.0
16	2033	\$ 11,005,601		\$ 11,005,601	\$ 0.46	\$ 5,041,792	\$ 51,842,294	10	0.0
17	2034	\$ 10,765,548		\$ 10,765,548	\$ 0.44	\$ 4,696,973	\$ 56,539,267	11	0.0
18	2035	\$ 10,520,694		\$ 10,520,694	\$ 0.42	\$ 4,371,566	\$ 60,910,833	12	0.0
19	2036	\$ 10,270,944		\$ 10,270,944	\$ 0.40	\$ 4,064,561	\$ 64,975,394	13	0.0
20	2037	\$ 10,016,198		\$ 10,016,198	\$ 0.38	\$ 3,775,000	\$ 68,750,394	14	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0



SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

INPUT	
CAPEX	\$ 48,709,494
OPEX	\$ 12,103,740
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 4.5
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.5
Annual Revenue	\$ 33,626,221
Depreciation	\$ 2,191,927
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 48,709,494
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 24,354,747
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$101,038,039
IRR	27%
PP	4.1

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 3,247,838	\$ 751,476	\$ 2,496,362	\$ 23,603,270
2	2019	\$ 3,247,838	\$ 828,503	\$ 2,419,335	\$ 22,774,768
3	2020	\$ 3,247,838	\$ 913,424	\$ 2,334,414	\$ 21,861,343
4	2021	\$ 3,247,838	\$ 1,007,050	\$ 2,240,788	\$ 20,854,293
5	2022	\$ 3,247,838	\$ 1,110,273	\$ 2,137,565	\$ 19,744,020
6	2023	\$ 3,247,838	\$ 1,224,076	\$ 2,023,762	\$ 18,519,944
7	2024	\$ 3,247,838	\$ 1,349,544	\$ 1,898,294	\$ 17,170,400
8	2025	\$ 3,247,838	\$ 1,487,872	\$ 1,759,966	\$ 15,682,528
9	2026	\$ 3,247,838	\$ 1,640,379	\$ 1,607,459	\$ 14,042,149
10	2027	\$ 3,247,838	\$ 1,808,518	\$ 1,439,320	\$ 12,233,631
11	2028	\$ 3,247,838	\$ 1,993,891	\$ 1,253,947	\$ 10,239,741
12	2029	\$ 3,247,838	\$ 2,198,265	\$ 1,049,573	\$ 8,041,476
13	2030	\$ 3,247,838	\$ 2,423,587	\$ 824,251	\$ 5,617,889
14	2031	\$ 3,247,838	\$ 2,672,004	\$ 575,834	\$ 2,945,885
15	2032	\$ 3,247,838	\$ 2,945,885	\$ 301,953	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

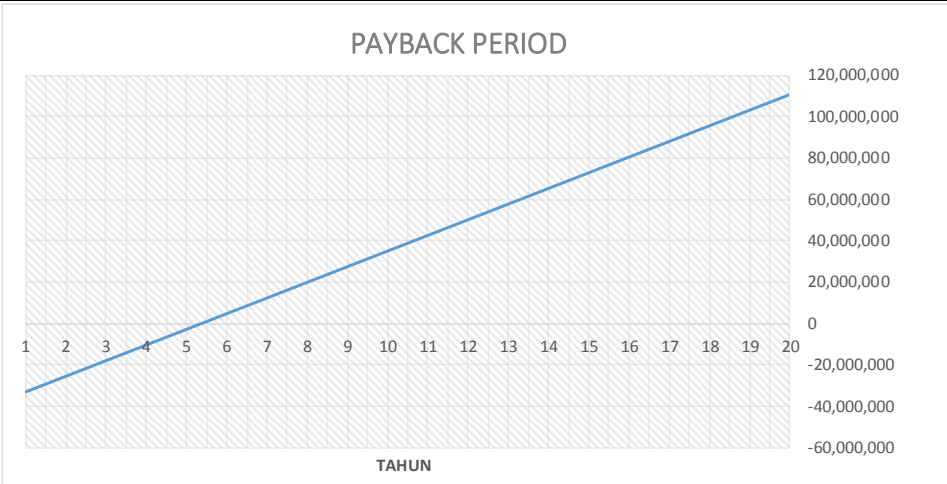
SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 48,709,494			\$ 2,496,362			
2	2019		\$ 33,626,221	\$ 12,103,740	\$ 2,419,335	\$ 2,191,927	\$ 16,911,219	\$ 4,204,593
3	2020		\$ 33,626,221	\$ 12,345,815	\$ 2,334,414	\$ 2,191,927	\$ 16,754,066	\$ 4,165,520
4	2021		\$ 33,626,221	\$ 12,592,731	\$ 2,240,788	\$ 2,191,927	\$ 16,600,775	\$ 4,127,408
5	2022		\$ 33,626,221	\$ 12,844,585	\$ 2,137,565	\$ 2,191,927	\$ 16,452,144	\$ 4,090,454
6	2023		\$ 33,626,221	\$ 13,101,477	\$ 2,023,762	\$ 2,191,927	\$ 16,309,055	\$ 4,054,879
7	2024		\$ 33,626,221	\$ 13,363,507	\$ 1,898,294	\$ 2,191,927	\$ 16,172,493	\$ 4,020,926
8	2025		\$ 33,626,221	\$ 13,630,777	\$ 1,759,966	\$ 2,191,927	\$ 16,043,551	\$ 3,988,867
9	2026		\$ 33,626,221	\$ 13,903,392	\$ 1,607,459	\$ 2,191,927	\$ 15,923,442	\$ 3,959,005
10	2027		\$ 33,626,221	\$ 14,181,460	\$ 1,439,320	\$ 2,191,927	\$ 15,813,513	\$ 3,931,673
11	2028		\$ 33,626,221	\$ 14,465,089	\$ 1,253,947	\$ 2,191,927	\$ 15,715,257	\$ 3,907,244
12	2029		\$ 33,626,221	\$ 14,754,391	\$ 1,049,573	\$ 2,191,927	\$ 15,630,329	\$ 3,886,129
13	2030		\$ 33,626,221	\$ 15,049,479	\$ 824,251	\$ 2,191,927	\$ 15,560,564	\$ 3,868,783
14	2031		\$ 33,626,221	\$ 15,350,469	\$ 575,834	\$ 2,191,927	\$ 15,507,992	\$ 3,855,712
15	2032		\$ 33,626,221	\$ 15,657,478	\$ 301,953	\$ 2,191,927	\$ 15,474,863	\$ 3,847,476
16	2033		\$ 33,626,221	\$ 15,970,628		\$ 2,191,927	\$ 15,463,666	\$ 3,844,692
17	2034		\$ 33,626,221	\$ 16,290,040		\$ 2,191,927	\$ 15,144,254	\$ 3,765,277
18	2035		\$ 33,626,221	\$ 16,615,841		\$ 2,191,927	\$ 14,818,453	\$ 3,684,274
19	2036		\$ 33,626,221	\$ 16,948,158		\$ 2,191,927	\$ 14,486,136	\$ 3,601,651
20	2037		\$ 33,626,221	\$ 17,287,121		\$ 2,191,927	\$ 14,147,173	\$ 3,517,375

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 751,476	\$ (49,460,970)	\$ 0.95	\$ (47,105,686)	\$ (47,105,686)	0	0.0
2	2019	\$ 14,898,553	\$ 828,503	\$ 14,070,050	\$ 0.91	\$ 12,761,950	\$ (34,343,735)	0	0.0
3	2020	\$ 14,780,473	\$ 913,424	\$ 13,867,048	\$ 0.86	\$ 11,978,878	\$ (22,364,858)	0	0.0
4	2021	\$ 14,665,294	\$ 1,007,050	\$ 13,658,244	\$ 0.82	\$ 11,236,671	\$ (11,128,187)	0	0.0
5	2022	\$ 14,553,616	\$ 1,110,273	\$ 13,443,343	\$ 0.78	\$ 10,533,211	\$ (594,975)	0	0.0
6	2023	\$ 14,446,103	\$ 1,224,076	\$ 13,222,027	\$ 0.75	\$ 9,866,480	\$ 9,271,505	1	4.1
7	2024	\$ 14,343,495	\$ 1,349,544	\$ 12,993,951	\$ 0.71	\$ 9,234,558	\$ 18,506,063	2	0.0
8	2025	\$ 14,246,611	\$ 1,487,872	\$ 12,758,739	\$ 0.68	\$ 8,635,617	\$ 27,141,680	3	0.0
9	2026	\$ 14,156,365	\$ 1,640,379	\$ 12,515,986	\$ 0.64	\$ 8,067,916	\$ 35,209,597	4	0.0
10	2027	\$ 14,073,767	\$ 1,808,518	\$ 12,265,250	\$ 0.61	\$ 7,529,799	\$ 42,739,396	5	0.0
11	2028	\$ 13,999,940	\$ 1,993,891	\$ 12,006,050	\$ 0.58	\$ 7,019,689	\$ 49,759,084	6	0.0
12	2029	\$ 13,936,128	\$ 2,198,265	\$ 11,737,863	\$ 0.56	\$ 6,536,081	\$ 56,295,166	7	0.0
13	2030	\$ 13,883,708	\$ 2,423,587	\$ 11,460,121	\$ 0.53	\$ 6,077,547	\$ 62,372,713	8	0.0
14	2031	\$ 13,844,207	\$ 2,672,004	\$ 11,172,202	\$ 0.51	\$ 5,642,721	\$ 68,015,434	9	0.0
15	2032	\$ 13,819,314	\$ 2,945,885	\$ 10,873,430	\$ 0.48	\$ 5,230,306	\$ 73,245,740	10	0.0
16	2033	\$ 13,810,902		\$ 13,810,902	\$ 0.46	\$ 6,326,933	\$ 79,572,673	11	0.0
17	2034	\$ 13,570,904		\$ 13,570,904	\$ 0.44	\$ 5,920,940	\$ 85,493,613	12	0.0
18	2035	\$ 13,326,106		\$ 13,326,106	\$ 0.42	\$ 5,537,272	\$ 91,030,886	13	0.0
19	2036	\$ 13,076,413		\$ 13,076,413	\$ 0.40	\$ 5,174,780	\$ 96,205,666	14	0.0
20	2037	\$ 12,821,725		\$ 12,821,725	\$ 0.38	\$ 4,832,373	\$ 101,038,039	15	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5



SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

INPUT	
CAPEX	\$ 55,043,603
OPEX	\$ 12,321,857
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 3.0
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.0
Annual Revenue	\$ 22,417,481
Depreciation	\$ 2,476,962
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 55,043,603
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 27,521,802
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ (6,846,559)
IRR	3%
PP	0.0

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 3,670,182	\$ 849,197	\$ 2,820,985	\$ 26,672,604
2	2019	\$ 3,670,182	\$ 936,240	\$ 2,733,942	\$ 25,736,364
3	2020	\$ 3,670,182	\$ 1,032,205	\$ 2,637,977	\$ 24,704,160
4	2021	\$ 3,670,182	\$ 1,138,006	\$ 2,532,176	\$ 23,566,154
5	2022	\$ 3,670,182	\$ 1,254,651	\$ 2,415,531	\$ 22,311,503
6	2023	\$ 3,670,182	\$ 1,383,253	\$ 2,286,929	\$ 20,928,250
7	2024	\$ 3,670,182	\$ 1,525,036	\$ 2,145,146	\$ 19,403,213
8	2025	\$ 3,670,182	\$ 1,681,353	\$ 1,988,829	\$ 17,721,860
9	2026	\$ 3,670,182	\$ 1,853,691	\$ 1,816,491	\$ 15,868,169
10	2027	\$ 3,670,182	\$ 2,043,695	\$ 1,626,487	\$ 13,824,474
11	2028	\$ 3,670,182	\$ 2,253,173	\$ 1,417,009	\$ 11,571,301
12	2029	\$ 3,670,182	\$ 2,484,124	\$ 1,186,058	\$ 9,087,177
13	2030	\$ 3,670,182	\$ 2,738,746	\$ 931,436	\$ 6,348,431
14	2031	\$ 3,670,182	\$ 3,019,468	\$ 650,714	\$ 3,328,963
15	2032	\$ 3,670,182	\$ 3,328,963	\$ 341,219	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

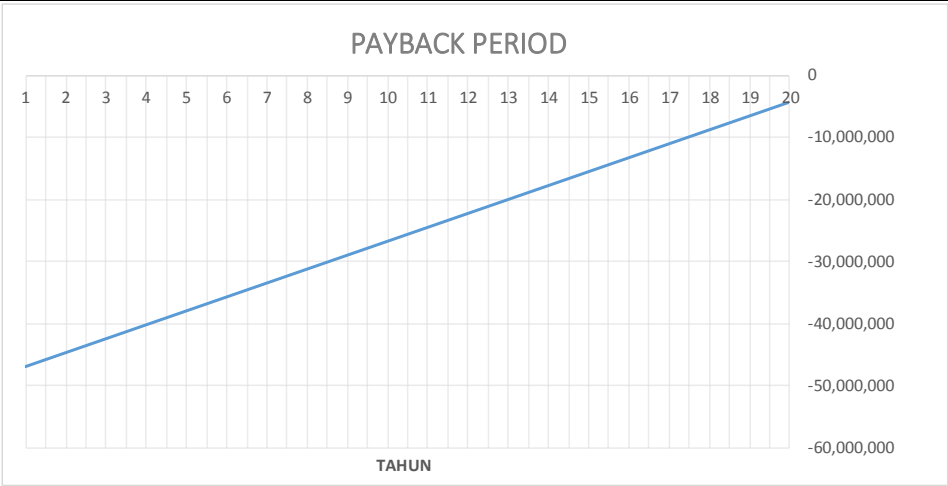
SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 55,043,603			\$ 2,820,985			
2	2019		\$ 22,417,481	\$ 12,321,857	\$ 2,733,942	\$ 2,476,962	\$ 4,884,720	\$ 1,211,123
3	2020		\$ 22,417,481	\$ 12,568,294	\$ 2,637,977	\$ 2,476,962	\$ 4,734,247	\$ 1,173,815
4	2021		\$ 22,417,481	\$ 12,819,660	\$ 2,532,176	\$ 2,476,962	\$ 4,588,682	\$ 1,137,723
5	2022		\$ 22,417,481	\$ 13,076,053	\$ 2,415,531	\$ 2,476,962	\$ 4,448,934	\$ 1,103,074
6	2023		\$ 22,417,481	\$ 13,337,574	\$ 2,286,929	\$ 2,476,962	\$ 4,316,015	\$ 1,070,118
7	2024		\$ 22,417,481	\$ 13,604,326	\$ 2,145,146	\$ 2,476,962	\$ 4,191,047	\$ 1,039,133
8	2025		\$ 22,417,481	\$ 13,876,412	\$ 1,988,829	\$ 2,476,962	\$ 4,075,277	\$ 1,010,429
9	2026		\$ 22,417,481	\$ 14,153,941	\$ 1,816,491	\$ 2,476,962	\$ 3,970,087	\$ 984,348
10	2027		\$ 22,417,481	\$ 14,437,020	\$ 1,626,487	\$ 2,476,962	\$ 3,877,012	\$ 961,271
11	2028		\$ 22,417,481	\$ 14,725,760	\$ 1,417,009	\$ 2,476,962	\$ 3,797,750	\$ 941,619
12	2029		\$ 22,417,481	\$ 15,020,275	\$ 1,186,058	\$ 2,476,962	\$ 3,734,185	\$ 925,858
13	2030		\$ 22,417,481	\$ 15,320,681	\$ 931,436	\$ 2,476,962	\$ 3,688,402	\$ 914,507
14	2031		\$ 22,417,481	\$ 15,627,094	\$ 650,714	\$ 2,476,962	\$ 3,662,710	\$ 908,137
15	2032		\$ 22,417,481	\$ 15,939,636	\$ 341,219	\$ 2,476,962	\$ 3,659,664	\$ 907,381
16	2033		\$ 22,417,481	\$ 16,258,429		\$ 2,476,962	\$ 3,682,090	\$ 912,942
17	2034		\$ 22,417,481	\$ 16,583,597		\$ 2,476,962	\$ 3,356,921	\$ 832,319
18	2035		\$ 22,417,481	\$ 16,915,269		\$ 2,476,962	\$ 3,025,249	\$ 750,084
19	2036		\$ 22,417,481	\$ 17,253,575		\$ 2,476,962	\$ 2,686,944	\$ 666,204
20	2037		\$ 22,417,481	\$ 17,598,646		\$ 2,476,962	\$ 2,341,872	\$ 580,647

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 849,197	\$ (55,892,801)	\$ 0.95	\$ (53,231,239)	\$ (53,231,239)	0	0.0
2	2019	\$ 6,150,559	\$ 936,240	\$ 5,214,319	\$ 0.91	\$ 4,729,541	\$ (48,501,698)	0	0.0
3	2020	\$ 6,037,394	\$ 1,032,205	\$ 5,005,190	\$ 0.86	\$ 4,323,671	\$ (44,178,027)	0	0.0
4	2021	\$ 5,927,921	\$ 1,138,006	\$ 4,789,915	\$ 0.82	\$ 3,940,675	\$ (40,237,352)	0	0.0
5	2022	\$ 5,822,823	\$ 1,254,651	\$ 4,568,171	\$ 0.78	\$ 3,579,282	\$ (36,658,070)	0	0.0
6	2023	\$ 5,722,860	\$ 1,383,253	\$ 4,339,607	\$ 0.75	\$ 3,238,281	\$ (33,419,789)	0	0.0
7	2024	\$ 5,628,876	\$ 1,525,036	\$ 4,103,840	\$ 0.71	\$ 2,916,522	\$ (30,503,266)	0	0.0
8	2025	\$ 5,541,810	\$ 1,681,353	\$ 3,860,457	\$ 0.68	\$ 2,612,910	\$ (27,890,357)	0	0.0
9	2026	\$ 5,462,701	\$ 1,853,691	\$ 3,609,010	\$ 0.64	\$ 2,326,400	\$ (25,563,957)	0	0.0
10	2027	\$ 5,392,703	\$ 2,043,695	\$ 3,349,008	\$ 0.61	\$ 2,056,001	\$ (23,507,956)	0	0.0
11	2028	\$ 5,333,094	\$ 2,253,173	\$ 3,079,920	\$ 0.58	\$ 1,800,766	\$ (21,707,190)	0	0.0
12	2029	\$ 5,285,289	\$ 2,484,124	\$ 2,801,165	\$ 0.56	\$ 1,559,794	\$ (20,147,397)	0	0.0
13	2030	\$ 5,250,858	\$ 2,738,746	\$ 2,512,111	\$ 0.53	\$ 1,332,226	\$ (18,815,170)	0	0.0
14	2031	\$ 5,231,536	\$ 3,019,468	\$ 2,212,068	\$ 0.51	\$ 1,117,245	\$ (17,697,926)	0	0.0
15	2032	\$ 5,229,245	\$ 3,328,963	\$ 1,900,281	\$ 0.48	\$ 914,068	\$ (16,783,858)	0	0.0
16	2033	\$ 5,246,110		\$ 5,246,110	\$ 0.46	\$ 2,403,304	\$ (14,380,554)	0	0.0
17	2034	\$ 5,001,564		\$ 5,001,564	\$ 0.44	\$ 2,182,166	\$ (12,198,388)	0	0.0
18	2035	\$ 4,752,128		\$ 4,752,128	\$ 0.42	\$ 1,974,607	\$ (10,223,781)	0	0.0
19	2036	\$ 4,497,702		\$ 4,497,702	\$ 0.40	\$ 1,779,893	\$ (8,443,888)	0	0.0
20	2037	\$ 4,238,188		\$ 4,238,188	\$ 0.38	\$ 1,597,328	\$ (6,846,559)	0	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0



SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 55,043,603	1	2018	\$ 3,670,182	\$ 849,197	\$ 2,820,985	\$ 26,672,604
OPEX	\$ 12,321,857	2	2019	\$ 3,670,182	\$ 936,240	\$ 2,733,942	\$ 25,736,364
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0	3	2020	\$ 3,670,182	\$ 1,032,205	\$ 2,637,977	\$ 24,704,160
Margin per mmbtu	\$ 3.5	4	2021	\$ 3,670,182	\$ 1,138,006	\$ 2,532,176	\$ 23,566,154
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.5	5	2022	\$ 3,670,182	\$ 1,254,651	\$ 2,415,531	\$ 22,311,503
Annual Revenue	\$ 26,153,728	6	2023	\$ 3,670,182	\$ 1,383,253	\$ 2,286,929	\$ 20,928,250
Depreciation	\$ 2,476,962	7	2024	\$ 3,670,182	\$ 1,525,036	\$ 2,145,146	\$ 19,403,213
Inflation	5%	8	2025	\$ 3,670,182	\$ 1,681,353	\$ 1,988,829	\$ 17,721,860
LOANS		9	2026	\$ 3,670,182	\$ 1,853,691	\$ 1,816,491	\$ 15,868,169
Investation	\$ 55,043,603	10	2027	\$ 3,670,182	\$ 2,043,695	\$ 1,626,487	\$ 13,824,474
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 3,670,182	\$ 2,253,173	\$ 1,417,009	\$ 11,571,301
Loans Periode	15	12	2029	\$ 3,670,182	\$ 2,484,124	\$ 1,186,058	\$ 9,087,177
Loans	\$ 27,521,802	13	2030	\$ 3,670,182	\$ 2,738,746	\$ 931,436	\$ 6,348,431
Interest	10.25%	14	2031	\$ 3,670,182	\$ 3,019,468	\$ 650,714	\$ 3,328,963
OUTPUT		15	2032	\$ 3,670,182	\$ 3,328,963	\$ 341,219	\$ (0)
NPV	\$ 25,468,503	16	2033				
IRR	11%	17	2034				
PP	10.3	18	2035				
		19	2036				
		20	2037				

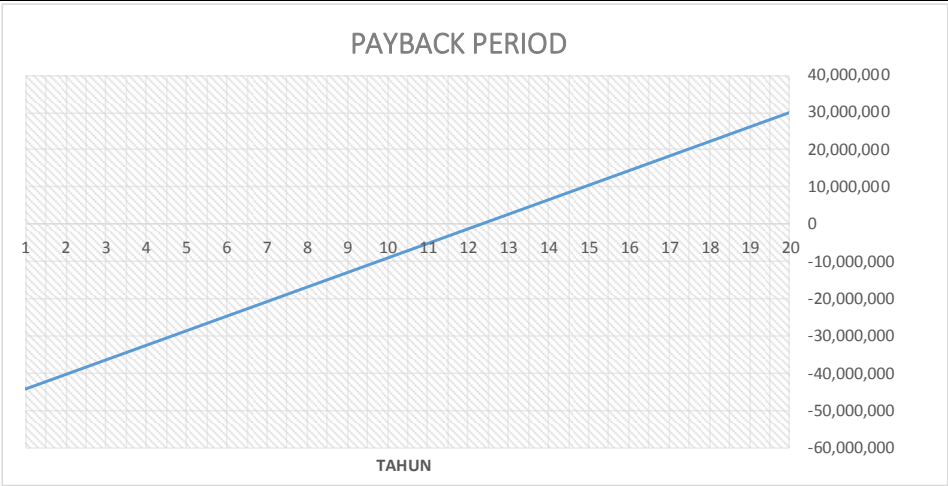
SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 55,043,603			\$ 2,820,985			
2	2019		\$ 26,153,728	\$ 12,321,857	\$ 2,733,942	\$ 2,476,962	\$ 8,620,966	\$ 2,140,028
3	2020		\$ 26,153,728	\$ 12,568,294	\$ 2,637,977	\$ 2,476,962	\$ 8,470,494	\$ 2,102,675
4	2021		\$ 26,153,728	\$ 12,819,660	\$ 2,532,176	\$ 2,476,962	\$ 8,324,929	\$ 2,066,541
5	2022		\$ 26,153,728	\$ 13,076,053	\$ 2,415,531	\$ 2,476,962	\$ 8,185,181	\$ 2,031,851
6	2023		\$ 26,153,728	\$ 13,337,574	\$ 2,286,929	\$ 2,476,962	\$ 8,052,262	\$ 1,998,856
7	2024		\$ 26,153,728	\$ 13,604,326	\$ 2,145,146	\$ 2,476,962	\$ 7,927,294	\$ 1,967,834
8	2025		\$ 26,153,728	\$ 13,876,412	\$ 1,988,829	\$ 2,476,962	\$ 7,811,524	\$ 1,939,096
9	2026		\$ 26,153,728	\$ 14,153,941	\$ 1,816,491	\$ 2,476,962	\$ 7,706,334	\$ 1,912,984
10	2027		\$ 26,153,728	\$ 14,437,020	\$ 1,626,487	\$ 2,476,962	\$ 7,613,259	\$ 1,889,879
11	2028		\$ 26,153,728	\$ 14,725,760	\$ 1,417,009	\$ 2,476,962	\$ 7,533,997	\$ 1,870,204
12	2029		\$ 26,153,728	\$ 15,020,275	\$ 1,186,058	\$ 2,476,962	\$ 7,470,432	\$ 1,854,425
13	2030		\$ 26,153,728	\$ 15,320,681	\$ 931,436	\$ 2,476,962	\$ 7,424,649	\$ 1,843,060
14	2031		\$ 26,153,728	\$ 15,627,094	\$ 650,714	\$ 2,476,962	\$ 7,398,957	\$ 1,836,682
15	2032		\$ 26,153,728	\$ 15,939,636	\$ 341,219	\$ 2,476,962	\$ 7,395,911	\$ 1,835,926
16	2033		\$ 26,153,728	\$ 16,258,429		\$ 2,476,962	\$ 7,418,337	\$ 1,841,493
17	2034		\$ 26,153,728	\$ 16,583,597		\$ 2,476,962	\$ 7,093,168	\$ 1,760,775
18	2035		\$ 26,153,728	\$ 16,915,269		\$ 2,476,962	\$ 6,761,496	\$ 1,678,442
19	2036		\$ 26,153,728	\$ 17,253,575		\$ 2,476,962	\$ 6,423,191	\$ 1,594,463
20	2037		\$ 26,153,728	\$ 17,598,646		\$ 2,476,962	\$ 6,078,119	\$ 1,508,804

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 849,197	\$ (55,892,801)	\$ 0.95	\$ (53,231,239)	\$ (53,231,239)	0	0.0
2	2019	\$ 8,957,900	\$ 936,240	\$ 8,021,660	\$ 0.91	\$ 7,275,882	\$ (45,955,356)	0	0.0
3	2020	\$ 8,844,781	\$ 1,032,205	\$ 7,812,576	\$ 0.86	\$ 6,748,797	\$ (39,206,559)	0	0.0
4	2021	\$ 8,735,350	\$ 1,138,006	\$ 7,597,344	\$ 0.82	\$ 6,250,354	\$ (32,956,205)	0	0.0
5	2022	\$ 8,630,293	\$ 1,254,651	\$ 7,375,641	\$ 0.78	\$ 5,779,008	\$ (27,177,197)	0	0.0
6	2023	\$ 8,530,369	\$ 1,383,253	\$ 7,147,116	\$ 0.75	\$ 5,333,288	\$ (21,843,910)	0	0.0
7	2024	\$ 8,436,422	\$ 1,525,036	\$ 6,911,386	\$ 0.71	\$ 4,911,793	\$ (16,932,117)	0	0.0
8	2025	\$ 8,349,390	\$ 1,681,353	\$ 6,668,037	\$ 0.68	\$ 4,513,190	\$ (12,418,927)	0	0.0
9	2026	\$ 8,270,312	\$ 1,853,691	\$ 6,416,621	\$ 0.64	\$ 4,136,211	\$ (8,282,716)	0	0.0
10	2027	\$ 8,200,341	\$ 2,043,695	\$ 6,156,647	\$ 0.61	\$ 3,779,647	\$ (4,503,069)	0	0.0
11	2028	\$ 8,140,755	\$ 2,253,173	\$ 5,887,582	\$ 0.58	\$ 3,442,347	\$ (1,060,722)	0	0.0
12	2029	\$ 8,092,969	\$ 2,484,124	\$ 5,608,846	\$ 0.56	\$ 3,123,215	\$ 2,062,493	1	10.3
13	2030	\$ 8,058,551	\$ 2,738,746	\$ 5,319,805	\$ 0.53	\$ 2,821,206	\$ 4,883,700	2	0.0
14	2031	\$ 8,039,237	\$ 3,019,468	\$ 5,019,769	\$ 0.51	\$ 2,535,325	\$ 7,419,024	3	0.0
15	2032	\$ 8,036,947	\$ 3,328,963	\$ 4,707,984	\$ 0.48	\$ 2,264,621	\$ 9,683,645	4	0.0
16	2033	\$ 8,053,806		\$ 8,053,806	\$ 0.46	\$ 3,689,541	\$ 13,373,186	5	0.0
17	2034	\$ 7,809,356		\$ 7,809,356	\$ 0.44	\$ 3,407,196	\$ 16,780,382	6	0.0
18	2035	\$ 7,560,016		\$ 7,560,016	\$ 0.42	\$ 3,141,343	\$ 19,921,725	7	0.0
19	2036	\$ 7,305,690		\$ 7,305,690	\$ 0.40	\$ 2,891,110	\$ 22,812,835	8	0.0
20	2037	\$ 7,046,278		\$ 7,046,278	\$ 0.38	\$ 2,655,668	\$ 25,468,503	9	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5



SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

INPUT	
CAPEX	\$ 55,043,603
OPEX	\$ 12,321,857
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 4.0
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.0
Annual Revenue	\$ 29,889,974
Depreciation	\$ 2,476,962
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 55,043,603
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 27,521,802
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ 57,767,967
IRR	17%
PP	6.5

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 3,670,182	\$ 849,197	\$ 2,820,985	\$ 26,672,604
2	2019	\$ 3,670,182	\$ 936,240	\$ 2,733,942	\$ 25,736,364
3	2020	\$ 3,670,182	\$ 1,032,205	\$ 2,637,977	\$ 24,704,160
4	2021	\$ 3,670,182	\$ 1,138,006	\$ 2,532,176	\$ 23,566,154
5	2022	\$ 3,670,182	\$ 1,254,651	\$ 2,415,531	\$ 22,311,503
6	2023	\$ 3,670,182	\$ 1,383,253	\$ 2,286,929	\$ 20,928,250
7	2024	\$ 3,670,182	\$ 1,525,036	\$ 2,145,146	\$ 19,403,213
8	2025	\$ 3,670,182	\$ 1,681,353	\$ 1,988,829	\$ 17,721,860
9	2026	\$ 3,670,182	\$ 1,853,691	\$ 1,816,491	\$ 15,868,169
10	2027	\$ 3,670,182	\$ 2,043,695	\$ 1,626,487	\$ 13,824,474
11	2028	\$ 3,670,182	\$ 2,253,173	\$ 1,417,009	\$ 11,571,301
12	2029	\$ 3,670,182	\$ 2,484,124	\$ 1,186,058	\$ 9,087,177
13	2030	\$ 3,670,182	\$ 2,738,746	\$ 931,436	\$ 6,348,431
14	2031	\$ 3,670,182	\$ 3,019,468	\$ 650,714	\$ 3,328,963
15	2032	\$ 3,670,182	\$ 3,328,963	\$ 341,219	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

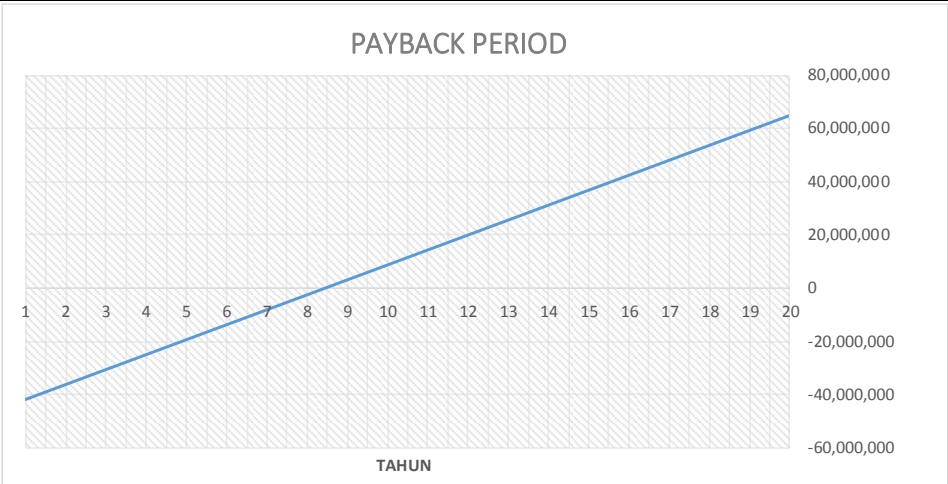
SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 55,043,603			\$ 2,820,985			
2	2019		\$ 29,889,974	\$ 12,321,857	\$ 2,733,942	\$ 2,476,962	\$ 12,357,213	\$ 3,070,222
3	2020		\$ 29,889,974	\$ 12,568,294	\$ 2,637,977	\$ 2,476,962	\$ 12,206,741	\$ 3,032,836
4	2021		\$ 29,889,974	\$ 12,819,660	\$ 2,532,176	\$ 2,476,962	\$ 12,061,176	\$ 2,996,670
5	2022		\$ 29,889,974	\$ 13,076,053	\$ 2,415,531	\$ 2,476,962	\$ 11,921,428	\$ 2,961,949
6	2023		\$ 29,889,974	\$ 13,337,574	\$ 2,286,929	\$ 2,476,962	\$ 11,788,509	\$ 2,928,924
7	2024		\$ 29,889,974	\$ 13,604,326	\$ 2,145,146	\$ 2,476,962	\$ 11,663,541	\$ 2,897,875
8	2025		\$ 29,889,974	\$ 13,876,412	\$ 1,988,829	\$ 2,476,962	\$ 11,547,770	\$ 2,869,111
9	2026		\$ 29,889,974	\$ 14,153,941	\$ 1,816,491	\$ 2,476,962	\$ 11,442,581	\$ 2,842,976
10	2027		\$ 29,889,974	\$ 14,437,020	\$ 1,626,487	\$ 2,476,962	\$ 11,349,505	\$ 2,819,851
11	2028		\$ 29,889,974	\$ 14,725,760	\$ 1,417,009	\$ 2,476,962	\$ 11,270,244	\$ 2,800,158
12	2029		\$ 29,889,974	\$ 15,020,275	\$ 1,186,058	\$ 2,476,962	\$ 11,206,679	\$ 2,784,365
13	2030		\$ 29,889,974	\$ 15,320,681	\$ 931,436	\$ 2,476,962	\$ 11,160,896	\$ 2,772,990
14	2031		\$ 29,889,974	\$ 15,627,094	\$ 650,714	\$ 2,476,962	\$ 11,135,204	\$ 2,766,607
15	2032		\$ 29,889,974	\$ 15,939,636	\$ 341,219	\$ 2,476,962	\$ 11,132,157	\$ 2,765,850
16	2033		\$ 29,889,974	\$ 16,258,429		\$ 2,476,962	\$ 11,154,583	\$ 2,771,422
17	2034		\$ 29,889,974	\$ 16,583,597		\$ 2,476,962	\$ 10,829,415	\$ 2,690,632
18	2035		\$ 29,889,974	\$ 16,915,269		\$ 2,476,962	\$ 10,497,743	\$ 2,608,226
19	2036		\$ 29,889,974	\$ 17,253,575		\$ 2,476,962	\$ 10,159,437	\$ 2,524,172
20	2037		\$ 29,889,974	\$ 17,598,646		\$ 2,476,962	\$ 9,814,366	\$ 2,438,437

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 849,197	\$ (55,892,801)	\$ 0.95	\$ (53,231,239)	\$ (53,231,239)	0	0.0
2	2019	\$ 11,763,953	\$ 936,240	\$ 10,827,713	\$ 0.91	\$ 9,821,055	\$ (43,410,184)	0	0.0
3	2020	\$ 11,650,866	\$ 1,032,205	\$ 10,618,662	\$ 0.86	\$ 9,172,799	\$ (34,237,384)	0	0.0
4	2021	\$ 11,541,468	\$ 1,138,006	\$ 10,403,462	\$ 0.82	\$ 8,558,954	\$ (25,678,430)	0	0.0
5	2022	\$ 11,436,441	\$ 1,254,651	\$ 10,181,790	\$ 0.78	\$ 7,977,699	\$ (17,700,731)	0	0.0
6	2023	\$ 11,336,547	\$ 1,383,253	\$ 9,953,294	\$ 0.75	\$ 7,427,301	\$ (10,273,430)	0	0.0
7	2024	\$ 11,242,628	\$ 1,525,036	\$ 9,717,591	\$ 0.71	\$ 6,906,111	\$ (3,367,320)	0	0.0
8	2025	\$ 11,155,621	\$ 1,681,353	\$ 9,474,269	\$ 0.68	\$ 6,412,558	\$ 3,045,238	1	6.5
9	2026	\$ 11,076,567	\$ 1,853,691	\$ 9,222,875	\$ 0.64	\$ 5,945,148	\$ 8,990,386	2	0.0
10	2027	\$ 11,006,616	\$ 2,043,695	\$ 8,962,922	\$ 0.61	\$ 5,502,456	\$ 14,492,842	3	0.0
11	2028	\$ 10,947,048	\$ 2,253,173	\$ 8,693,874	\$ 0.58	\$ 5,083,128	\$ 19,575,970	4	0.0
12	2029	\$ 10,899,276	\$ 2,484,124	\$ 8,415,152	\$ 0.56	\$ 4,685,872	\$ 24,261,842	5	0.0
13	2030	\$ 10,864,868	\$ 2,738,746	\$ 8,126,122	\$ 0.53	\$ 4,309,456	\$ 28,571,298	6	0.0
14	2031	\$ 10,845,559	\$ 3,019,468	\$ 7,826,091	\$ 0.51	\$ 3,952,708	\$ 32,524,006	7	0.0
15	2032	\$ 10,843,270	\$ 3,328,963	\$ 7,514,306	\$ 0.48	\$ 3,614,510	\$ 36,138,516	8	0.0
16	2033	\$ 10,860,124		\$ 10,860,124	\$ 0.46	\$ 4,975,148	\$ 41,113,664	9	0.0
17	2034	\$ 10,615,745		\$ 10,615,745	\$ 0.44	\$ 4,631,615	\$ 45,745,278	10	0.0
18	2035	\$ 10,366,479		\$ 10,366,479	\$ 0.42	\$ 4,307,486	\$ 50,052,764	11	0.0
19	2036	\$ 10,112,228		\$ 10,112,228	\$ 0.40	\$ 4,001,752	\$ 54,054,516	12	0.0
20	2037	\$ 9,852,891		\$ 9,852,891	\$ 0.38	\$ 3,713,451	\$ 57,767,967	13	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0



SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

INPUT	
CAPEX	\$ 55,043,603
OPEX	\$ 12,321,857
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 4.5
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.5
Annual Revenue	\$ 33,626,221
Depreciation	\$ 2,476,962
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 55,043,603
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 27,521,802
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ 90,057,034
IRR	22%
PP	4.9

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 3,670,182	\$ 849,197	\$ 2,820,985	\$ 26,672,604
2	2019	\$ 3,670,182	\$ 936,240	\$ 2,733,942	\$ 25,736,364
3	2020	\$ 3,670,182	\$ 1,032,205	\$ 2,637,977	\$ 24,704,160
4	2021	\$ 3,670,182	\$ 1,138,006	\$ 2,532,176	\$ 23,566,154
5	2022	\$ 3,670,182	\$ 1,254,651	\$ 2,415,531	\$ 22,311,503
6	2023	\$ 3,670,182	\$ 1,383,253	\$ 2,286,929	\$ 20,928,250
7	2024	\$ 3,670,182	\$ 1,525,036	\$ 2,145,146	\$ 19,403,213
8	2025	\$ 3,670,182	\$ 1,681,353	\$ 1,988,829	\$ 17,721,860
9	2026	\$ 3,670,182	\$ 1,853,691	\$ 1,816,491	\$ 15,868,169
10	2027	\$ 3,670,182	\$ 2,043,695	\$ 1,626,487	\$ 13,824,474
11	2028	\$ 3,670,182	\$ 2,253,173	\$ 1,417,009	\$ 11,571,301
12	2029	\$ 3,670,182	\$ 2,484,124	\$ 1,186,058	\$ 9,087,177
13	2030	\$ 3,670,182	\$ 2,738,746	\$ 931,436	\$ 6,348,431
14	2031	\$ 3,670,182	\$ 3,019,468	\$ 650,714	\$ 3,328,963
15	2032	\$ 3,670,182	\$ 3,328,963	\$ 341,219	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

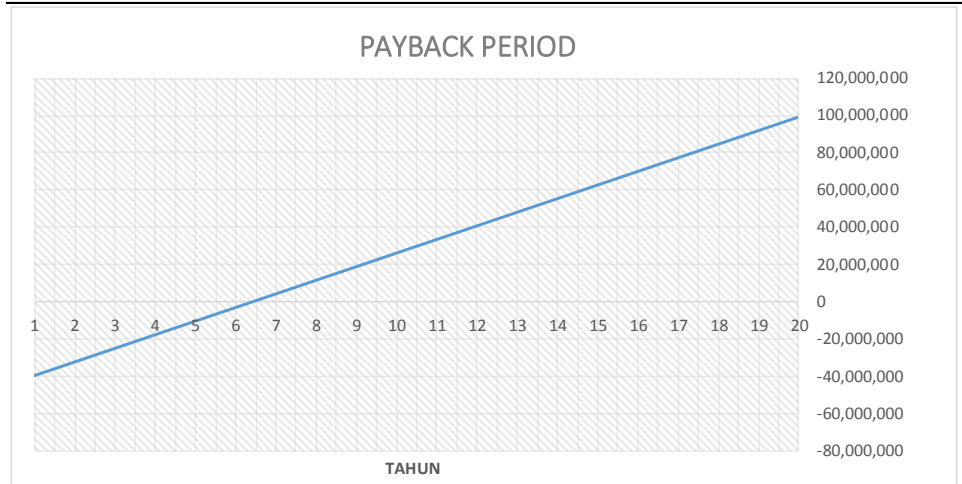
SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 55,043,603			\$ 2,820,985			
2	2019		\$ 33,626,221	\$ 12,321,857	\$ 2,733,942	\$ 2,476,962	\$ 16,093,460	\$ 4,001,276
3	2020		\$ 33,626,221	\$ 12,568,294	\$ 2,637,977	\$ 2,476,962	\$ 15,942,987	\$ 3,963,864
4	2021		\$ 33,626,221	\$ 12,819,660	\$ 2,532,176	\$ 2,476,962	\$ 15,797,423	\$ 3,927,673
5	2022		\$ 33,626,221	\$ 13,076,053	\$ 2,415,531	\$ 2,476,962	\$ 15,657,675	\$ 3,892,928
6	2023		\$ 33,626,221	\$ 13,337,574	\$ 2,286,929	\$ 2,476,962	\$ 15,524,756	\$ 3,859,880
7	2024		\$ 33,626,221	\$ 13,604,326	\$ 2,145,146	\$ 2,476,962	\$ 15,399,788	\$ 3,828,810
8	2025		\$ 33,626,221	\$ 13,876,412	\$ 1,988,829	\$ 2,476,962	\$ 15,284,017	\$ 3,800,026
9	2026		\$ 33,626,221	\$ 14,153,941	\$ 1,816,491	\$ 2,476,962	\$ 15,178,828	\$ 3,773,873
10	2027		\$ 33,626,221	\$ 14,437,020	\$ 1,626,487	\$ 2,476,962	\$ 15,085,752	\$ 3,750,732
11	2028		\$ 33,626,221	\$ 14,725,760	\$ 1,417,009	\$ 2,476,962	\$ 15,006,490	\$ 3,731,025
12	2029		\$ 33,626,221	\$ 15,020,275	\$ 1,186,058	\$ 2,476,962	\$ 14,942,926	\$ 3,715,221
13	2030		\$ 33,626,221	\$ 15,320,681	\$ 931,436	\$ 2,476,962	\$ 14,897,143	\$ 3,703,838
14	2031		\$ 33,626,221	\$ 15,627,094	\$ 650,714	\$ 2,476,962	\$ 14,871,451	\$ 3,697,451
15	2032		\$ 33,626,221	\$ 15,939,636	\$ 341,219	\$ 2,476,962	\$ 14,868,404	\$ 3,696,693
16	2033		\$ 33,626,221	\$ 16,258,429		\$ 2,476,962	\$ 14,890,830	\$ 3,702,269
17	2034		\$ 33,626,221	\$ 16,583,597		\$ 2,476,962	\$ 14,565,662	\$ 3,621,423
18	2035		\$ 33,626,221	\$ 16,915,269		\$ 2,476,962	\$ 14,233,990	\$ 3,538,960
19	2036		\$ 33,626,221	\$ 17,253,575		\$ 2,476,962	\$ 13,895,684	\$ 3,454,848
20	2037		\$ 33,626,221	\$ 17,598,646		\$ 2,476,962	\$ 13,550,613	\$ 3,369,054

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 849,197	\$ (55,892,801)	\$ 0.95	\$ (53,231,239)	\$ (53,231,239)	0	0.0
2	2019	\$ 14,569,146	\$ 936,240	\$ 13,632,906	\$ 0.91	\$ 12,365,448	\$ (40,865,791)	0	0.0
3	2020	\$ 14,456,085	\$ 1,032,205	\$ 13,423,881	\$ 0.86	\$ 11,596,053	\$ (29,269,738)	0	0.0
4	2021	\$ 14,346,712	\$ 1,138,006	\$ 13,208,706	\$ 0.82	\$ 10,866,835	\$ (18,402,903)	0	0.0
5	2022	\$ 14,241,709	\$ 1,254,651	\$ 12,987,058	\$ 0.78	\$ 10,175,700	\$ (8,227,203)	0	0.0
6	2023	\$ 14,141,837	\$ 1,383,253	\$ 12,758,584	\$ 0.75	\$ 9,520,652	\$ 1,293,449	1	4.9
7	2024	\$ 14,047,940	\$ 1,525,036	\$ 12,522,903	\$ 0.71	\$ 8,899,794	\$ 10,193,243	2	0.0
8	2025	\$ 13,960,953	\$ 1,681,353	\$ 12,279,601	\$ 0.68	\$ 8,311,317	\$ 18,504,560	3	0.0
9	2026	\$ 13,881,917	\$ 1,853,691	\$ 12,028,225	\$ 0.64	\$ 7,753,501	\$ 26,258,062	4	0.0
10	2027	\$ 13,811,982	\$ 2,043,695	\$ 11,768,288	\$ 0.61	\$ 7,224,708	\$ 33,482,769	5	0.0
11	2028	\$ 13,752,427	\$ 2,253,173	\$ 11,499,254	\$ 0.58	\$ 6,723,376	\$ 40,206,145	6	0.0
12	2029	\$ 13,704,666	\$ 2,484,124	\$ 11,220,543	\$ 0.56	\$ 6,248,018	\$ 46,454,163	7	0.0
13	2030	\$ 13,670,266	\$ 2,738,746	\$ 10,931,520	\$ 0.53	\$ 5,797,218	\$ 52,251,381	8	0.0
14	2031	\$ 13,650,962	\$ 3,019,468	\$ 10,631,494	\$ 0.51	\$ 5,369,627	\$ 57,621,009	9	0.0
15	2032	\$ 13,648,673	\$ 3,328,963	\$ 10,319,710	\$ 0.48	\$ 4,963,957	\$ 62,584,965	10	0.0
16	2033	\$ 13,665,523		\$ 13,665,523	\$ 0.46	\$ 6,260,334	\$ 68,845,299	11	0.0
17	2034	\$ 13,421,201		\$ 13,421,201	\$ 0.44	\$ 5,855,625	\$ 74,700,924	12	0.0
18	2035	\$ 13,171,991		\$ 13,171,991	\$ 0.42	\$ 5,473,234	\$ 80,174,159	13	0.0
19	2036	\$ 12,917,798		\$ 12,917,798	\$ 0.40	\$ 5,112,011	\$ 85,286,170	14	0.0
20	2037	\$ 12,658,521		\$ 12,658,521	\$ 0.38	\$ 4,770,863	\$ 90,057,034	15	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5



SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

INPUT	
CAPEX	\$ 60,827,294
OPEX	\$ 12,553,063
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0
Margin per mmbtu	\$ 3.0
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.0
Annual Revenue	\$ 22,417,481
Depreciation	\$ 2,737,228
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 60,827,294
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 30,413,647
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ (17,202,502)
IRR	1%
PP	0.0

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 4,055,825	\$ 938,427	\$ 3,117,399	\$ 29,475,220
2	2019	\$ 4,055,825	\$ 1,034,615	\$ 3,021,210	\$ 28,440,605
3	2020	\$ 4,055,825	\$ 1,140,663	\$ 2,915,162	\$ 27,299,942
4	2021	\$ 4,055,825	\$ 1,257,581	\$ 2,798,244	\$ 26,042,361
5	2022	\$ 4,055,825	\$ 1,386,483	\$ 2,669,342	\$ 24,655,877
6	2023	\$ 4,055,825	\$ 1,528,598	\$ 2,527,227	\$ 23,127,279
7	2024	\$ 4,055,825	\$ 1,685,279	\$ 2,370,546	\$ 21,442,000
8	2025	\$ 4,055,825	\$ 1,858,020	\$ 2,197,805	\$ 19,583,980
9	2026	\$ 4,055,825	\$ 2,048,467	\$ 2,007,358	\$ 17,535,512
10	2027	\$ 4,055,825	\$ 2,258,435	\$ 1,797,390	\$ 15,277,077
11	2028	\$ 4,055,825	\$ 2,489,925	\$ 1,565,900	\$ 12,787,152
12	2029	\$ 4,055,825	\$ 2,745,142	\$ 1,310,683	\$ 10,042,010
13	2030	\$ 4,055,825	\$ 3,026,519	\$ 1,029,306	\$ 7,015,491
14	2031	\$ 4,055,825	\$ 3,336,738	\$ 719,088	\$ 3,678,753
15	2032	\$ 4,055,825	\$ 3,678,753	\$ 377,072	\$ (0)
16	2033				
17	2034				
18	2035				
19	2036				
20	2037				

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 60,827,294			\$ 3,117,399			
2	2019		\$ 22,417,481	\$ 12,553,063	\$ 3,021,210	\$ 2,737,228	\$ 4,105,980	\$ 1,018,041
3	2020		\$ 22,417,481	\$ 12,804,124	\$ 2,915,162	\$ 2,737,228	\$ 3,960,966	\$ 982,087
4	2021		\$ 22,417,481	\$ 13,060,207	\$ 2,798,244	\$ 2,737,228	\$ 3,821,802	\$ 947,582
5	2022		\$ 22,417,481	\$ 13,321,411	\$ 2,669,342	\$ 2,737,228	\$ 3,689,500	\$ 914,779
6	2023		\$ 22,417,481	\$ 13,587,839	\$ 2,527,227	\$ 2,737,228	\$ 3,565,186	\$ 883,956
7	2024		\$ 22,417,481	\$ 13,859,596	\$ 2,370,546	\$ 2,737,228	\$ 3,450,111	\$ 855,424
8	2025		\$ 22,417,481	\$ 14,136,788	\$ 2,197,805	\$ 2,737,228	\$ 3,345,660	\$ 829,527
9	2026		\$ 22,417,481	\$ 14,419,523	\$ 2,007,358	\$ 2,737,228	\$ 3,253,371	\$ 806,645
10	2027		\$ 22,417,481	\$ 14,707,914	\$ 1,797,390	\$ 2,737,228	\$ 3,174,949	\$ 787,200
11	2028		\$ 22,417,481	\$ 15,002,072	\$ 1,565,900	\$ 2,737,228	\$ 3,112,280	\$ 771,662
12	2029		\$ 22,417,481	\$ 15,302,114	\$ 1,310,683	\$ 2,737,228	\$ 3,067,456	\$ 760,549
13	2030		\$ 22,417,481	\$ 15,608,156	\$ 1,029,306	\$ 2,737,228	\$ 3,042,791	\$ 754,433
14	2031		\$ 22,417,481	\$ 15,920,319	\$ 719,088	\$ 2,737,228	\$ 3,040,846	\$ 753,951
15	2032		\$ 22,417,481	\$ 16,238,725	\$ 377,072	\$ 2,737,228	\$ 3,064,455	\$ 759,805
16	2033		\$ 22,417,481	\$ 16,563,500		\$ 2,737,228	\$ 3,116,753	\$ 772,771
17	2034		\$ 22,417,481	\$ 16,894,770		\$ 2,737,228	\$ 2,785,483	\$ 690,636
18	2035		\$ 22,417,481	\$ 17,232,665		\$ 2,737,228	\$ 2,447,587	\$ 606,858
19	2036		\$ 22,417,481	\$ 17,577,319		\$ 2,737,228	\$ 2,102,934	\$ 521,404
20	2037		\$ 22,417,481	\$ 17,928,865		\$ 2,737,228	\$ 1,751,388	\$ 434,241

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 60,827,294	1	2018	\$ 4,055,825	\$ 938,427	\$ 3,117,399	\$ 29,475,220
OPEX	\$ 12,553,063	2	2019	\$ 4,055,825	\$ 1,034,615	\$ 3,021,210	\$ 28,440,605
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0	3	2020	\$ 4,055,825	\$ 1,140,663	\$ 2,915,162	\$ 27,299,942
Margin per mmbtu	\$ 3.5	4	2021	\$ 4,055,825	\$ 1,257,581	\$ 2,798,244	\$ 26,042,361
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.5	5	2022	\$ 4,055,825	\$ 1,386,483	\$ 2,669,342	\$ 24,655,877
Annual Revenue	\$ 26,153,728	6	2023	\$ 4,055,825	\$ 1,528,598	\$ 2,527,227	\$ 23,127,279
Depreciation	\$ 2,737,228	7	2024	\$ 4,055,825	\$ 1,685,279	\$ 2,370,546	\$ 21,442,000
Inflation	5%	8	2025	\$ 4,055,825	\$ 1,858,020	\$ 2,197,805	\$ 19,583,980
LOANS		9	2026	\$ 4,055,825	\$ 2,048,467	\$ 2,007,358	\$ 17,535,512
Investation	\$ 60,827,294	10	2027	\$ 4,055,825	\$ 2,258,435	\$ 1,797,390	\$ 15,277,077
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 4,055,825	\$ 2,489,925	\$ 1,565,900	\$ 12,787,152
Loans Periode	15	12	2029	\$ 4,055,825	\$ 2,745,142	\$ 1,310,683	\$ 10,042,010
Loans	\$ 30,413,647	13	2030	\$ 4,055,825	\$ 3,026,519	\$ 1,029,306	\$ 7,015,491
Interest	10.25%	14	2031	\$ 4,055,825	\$ 3,336,738	\$ 719,088	\$ 3,678,753
		15	2032	\$ 4,055,825	\$ 3,678,753	\$ 377,072	\$ (0)
		16	2033				
		17	2034				
		18	2035				
		19	2036				
		20	2037				
OUTPUT							
NPV	\$ 15,114,910						
IRR	8%						
PP	14.1						

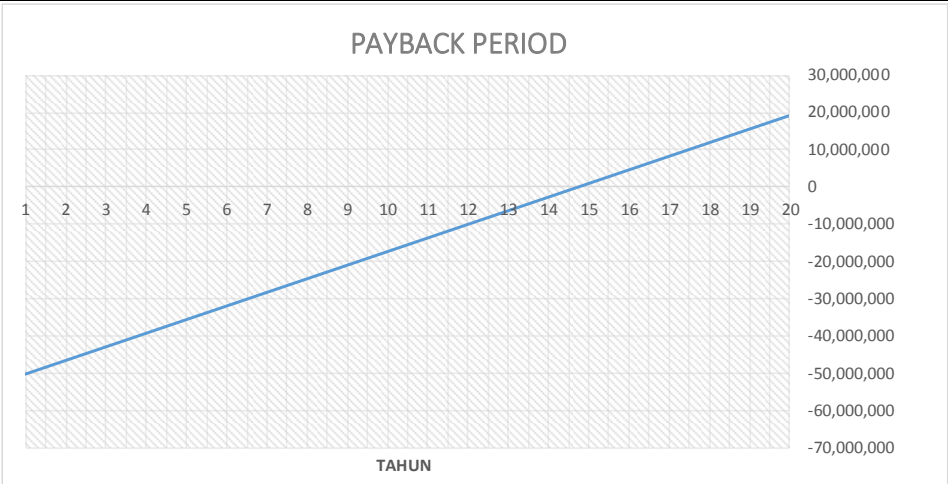
SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 60,827,294			\$ 3,117,399			
2	2019		\$ 26,153,728	\$ 12,553,063	\$ 3,021,210	\$ 2,737,228	\$ 7,842,226	\$ 1,946,717
3	2020		\$ 26,153,728	\$ 12,804,124	\$ 2,915,162	\$ 2,737,228	\$ 7,697,213	\$ 1,910,720
4	2021		\$ 26,153,728	\$ 13,060,207	\$ 2,798,244	\$ 2,737,228	\$ 7,558,049	\$ 1,876,174
5	2022		\$ 26,153,728	\$ 13,321,411	\$ 2,669,342	\$ 2,737,228	\$ 7,425,747	\$ 1,843,332
6	2023		\$ 26,153,728	\$ 13,587,839	\$ 2,527,227	\$ 2,737,228	\$ 7,301,433	\$ 1,812,473
7	2024		\$ 26,153,728	\$ 13,859,596	\$ 2,370,546	\$ 2,737,228	\$ 7,186,357	\$ 1,783,907
8	2025		\$ 26,153,728	\$ 14,136,788	\$ 2,197,805	\$ 2,737,228	\$ 7,081,907	\$ 1,757,979
9	2026		\$ 26,153,728	\$ 14,419,523	\$ 2,007,358	\$ 2,737,228	\$ 6,989,618	\$ 1,735,070
10	2027		\$ 26,153,728	\$ 14,707,914	\$ 1,797,390	\$ 2,737,228	\$ 6,911,195	\$ 1,715,603
11	2028		\$ 26,153,728	\$ 15,002,072	\$ 1,565,900	\$ 2,737,228	\$ 6,848,527	\$ 1,700,046
12	2029		\$ 26,153,728	\$ 15,302,114	\$ 1,310,683	\$ 2,737,228	\$ 6,803,703	\$ 1,688,919
13	2030		\$ 26,153,728	\$ 15,608,156	\$ 1,029,306	\$ 2,737,228	\$ 6,779,037	\$ 1,682,796
14	2031		\$ 26,153,728	\$ 15,920,319	\$ 719,088	\$ 2,737,228	\$ 6,777,093	\$ 1,682,313
15	2032		\$ 26,153,728	\$ 16,238,725	\$ 377,072	\$ 2,737,228	\$ 6,800,702	\$ 1,688,174
16	2033		\$ 26,153,728	\$ 16,563,500		\$ 2,737,228	\$ 6,852,999	\$ 1,701,156
17	2034		\$ 26,153,728	\$ 16,894,770		\$ 2,737,228	\$ 6,521,729	\$ 1,618,923
18	2035		\$ 26,153,728	\$ 17,232,665		\$ 2,737,228	\$ 6,183,834	\$ 1,535,046
19	2036		\$ 26,153,728	\$ 17,577,319		\$ 2,737,228	\$ 5,839,181	\$ 1,449,491
20	2037		\$ 26,153,728	\$ 17,928,865		\$ 2,737,228	\$ 5,487,634	\$ 1,362,224

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 938,427	\$ (61,765,720)	\$ 0.95	\$ (58,824,495)	\$ (58,824,495)	0	0.0
2	2019	\$ 8,632,737	\$ 1,034,615	\$ 7,598,122	\$ 0.91	\$ 6,891,721	\$ (51,932,775)	0	0.0
3	2020	\$ 8,523,722	\$ 1,140,663	\$ 7,383,058	\$ 0.86	\$ 6,377,763	\$ (45,555,011)	0	0.0
4	2021	\$ 8,419,103	\$ 1,257,581	\$ 7,161,521	\$ 0.82	\$ 5,891,801	\$ (39,663,210)	0	0.0
5	2022	\$ 8,319,643	\$ 1,386,483	\$ 6,933,159	\$ 0.78	\$ 5,432,312	\$ (34,230,898)	0	0.0
6	2023	\$ 8,226,188	\$ 1,528,598	\$ 6,697,590	\$ 0.75	\$ 4,997,845	\$ (29,233,054)	0	0.0
7	2024	\$ 8,139,678	\$ 1,685,279	\$ 6,454,399	\$ 0.71	\$ 4,587,021	\$ (24,646,033)	0	0.0
8	2025	\$ 8,061,156	\$ 1,858,020	\$ 6,203,135	\$ 0.68	\$ 4,198,526	\$ (20,447,507)	0	0.0
9	2026	\$ 7,991,776	\$ 2,048,467	\$ 5,943,309	\$ 0.64	\$ 3,831,110	\$ (16,616,397)	0	0.0
10	2027	\$ 7,932,821	\$ 2,258,435	\$ 5,674,386	\$ 0.61	\$ 3,483,581	\$ (13,132,816)	0	0.0
11	2028	\$ 7,885,709	\$ 2,489,925	\$ 5,395,784	\$ 0.58	\$ 3,154,803	\$ (9,978,013)	0	0.0
12	2029	\$ 7,852,012	\$ 2,745,142	\$ 5,106,870	\$ 0.56	\$ 2,843,696	\$ (7,134,317)	0	0.0
13	2030	\$ 7,833,469	\$ 3,026,519	\$ 4,806,950	\$ 0.53	\$ 2,549,228	\$ (4,585,088)	0	0.0
14	2031	\$ 7,832,007	\$ 3,336,738	\$ 4,495,270	\$ 0.51	\$ 2,270,417	\$ (2,314,672)	0	0.0
15	2032	\$ 7,849,756	\$ 3,678,753	\$ 4,171,003	\$ 0.48	\$ 2,006,324	\$ (308,348)	0	0.0
16	2033	\$ 7,889,071		\$ 7,889,071	\$ 0.46	\$ 3,614,075	\$ 3,305,727	1	14.1
17	2034	\$ 7,640,034		\$ 7,640,034	\$ 0.44	\$ 3,333,322	\$ 6,639,048	2	0.0
18	2035	\$ 7,386,016		\$ 7,386,016	\$ 0.42	\$ 3,069,042	\$ 9,708,091	3	0.0
19	2036	\$ 7,126,918		\$ 7,126,918	\$ 0.40	\$ 2,820,364	\$ 12,528,454	4	0.0
20	2037	\$ 6,862,638		\$ 6,862,638	\$ 0.38	\$ 2,586,456	\$ 15,114,910	5	0.0

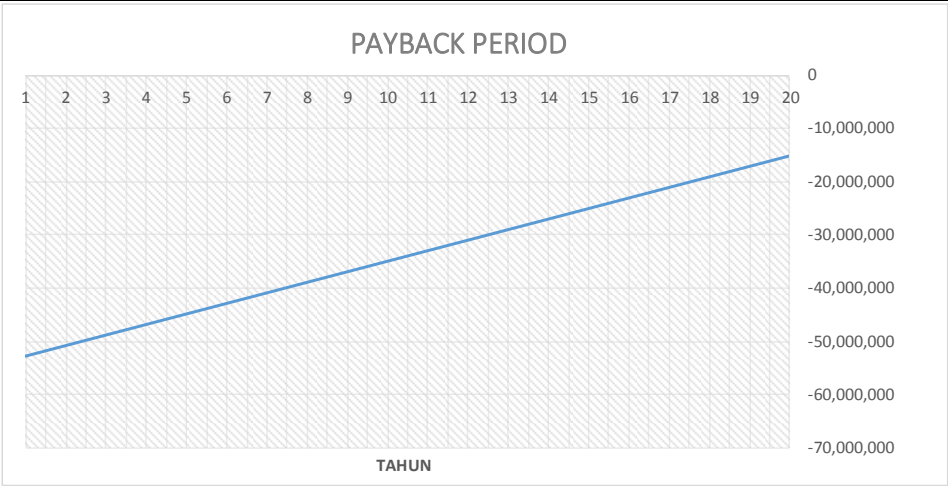
SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.5



SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 938,427	\$ (61,765,720)	\$ 0.95	\$ (58,824,495)	\$ (58,824,495)	0	0.0
2	2019	\$ 5,825,166	\$ 1,034,615	\$ 4,790,551	\$ 0.91	\$ 4,345,171	\$ (54,479,324)	0	0.0
3	2020	\$ 5,716,108	\$ 1,140,663	\$ 4,575,445	\$ 0.86	\$ 3,952,441	\$ (50,526,883)	0	0.0
4	2021	\$ 5,611,448	\$ 1,257,581	\$ 4,353,867	\$ 0.82	\$ 3,581,937	\$ (46,944,946)	0	0.0
5	2022	\$ 5,511,949	\$ 1,386,483	\$ 4,125,466	\$ 0.78	\$ 3,232,410	\$ (43,712,536)	0	0.0
6	2023	\$ 5,418,458	\$ 1,528,598	\$ 3,889,860	\$ 0.75	\$ 2,902,673	\$ (40,809,862)	0	0.0
7	2024	\$ 5,331,914	\$ 1,685,279	\$ 3,646,635	\$ 0.71	\$ 2,591,596	\$ (38,218,267)	0	0.0
8	2025	\$ 5,253,361	\$ 1,858,020	\$ 3,395,341	\$ 0.68	\$ 2,298,100	\$ (35,920,166)	0	0.0
9	2026	\$ 5,183,955	\$ 2,048,467	\$ 3,135,487	\$ 0.64	\$ 2,021,163	\$ (33,899,003)	0	0.0
10	2027	\$ 5,124,976	\$ 2,258,435	\$ 2,866,541	\$ 0.61	\$ 1,759,808	\$ (32,139,195)	0	0.0
11	2028	\$ 5,077,846	\$ 2,489,925	\$ 2,587,921	\$ 0.58	\$ 1,513,104	\$ (30,626,092)	0	0.0
12	2029	\$ 5,044,135	\$ 2,745,142	\$ 2,298,993	\$ 0.56	\$ 1,280,165	\$ (29,345,926)	0	0.0
13	2030	\$ 5,025,586	\$ 3,026,519	\$ 1,999,067	\$ 0.53	\$ 1,060,148	\$ (28,285,779)	0	0.0
14	2031	\$ 5,024,123	\$ 3,336,738	\$ 1,687,386	\$ 0.51	\$ 852,244	\$ (27,433,534)	0	0.0
15	2032	\$ 5,041,879	\$ 3,678,753	\$ 1,363,126	\$ 0.48	\$ 655,687	\$ (26,777,847)	0	0.0
16	2033	\$ 5,081,210		\$ 5,081,210	\$ 0.46	\$ 2,327,761	\$ (24,450,087)	0	0.0
17	2034	\$ 4,832,075		\$ 4,832,075	\$ 0.44	\$ 2,108,218	\$ (22,341,868)	0	0.0
18	2035	\$ 4,577,958		\$ 4,577,958	\$ 0.42	\$ 1,902,236	\$ (20,439,632)	0	0.0
19	2036	\$ 4,318,758		\$ 4,318,758	\$ 0.40	\$ 1,709,079	\$ (18,730,553)	0	0.0
20	2037	\$ 4,054,375		\$ 4,054,375	\$ 0.38	\$ 1,528,051	\$ (17,202,502)	0	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 3.0



SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 60,827,294	1	2018	\$ 4,055,825	\$ 938,427	\$ 3,117,399	\$ 29,475,220
OPEX	\$ 12,553,063	2	2019	\$ 4,055,825	\$ 1,034,615	\$ 3,021,210	\$ 28,440,605
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0	3	2020	\$ 4,055,825	\$ 1,140,663	\$ 2,915,162	\$ 27,299,942
Margin per mmbtu	\$ 4.0	4	2021	\$ 4,055,825	\$ 1,257,581	\$ 2,798,244	\$ 26,042,361
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.0	5	2022	\$ 4,055,825	\$ 1,386,483	\$ 2,669,342	\$ 24,655,877
Annual Revenue	\$ 29,889,974	6	2023	\$ 4,055,825	\$ 1,528,598	\$ 2,527,227	\$ 23,127,279
Depreciation	\$ 2,737,228	7	2024	\$ 4,055,825	\$ 1,685,279	\$ 2,370,546	\$ 21,442,000
Inflation	5%	8	2025	\$ 4,055,825	\$ 1,858,020	\$ 2,197,805	\$ 19,583,980
LOANS		9	2026	\$ 4,055,825	\$ 2,048,467	\$ 2,007,358	\$ 17,535,512
Investation	\$ 60,827,294	10	2027	\$ 4,055,825	\$ 2,258,435	\$ 1,797,390	\$ 15,277,077
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 4,055,825	\$ 2,489,925	\$ 1,565,900	\$ 12,787,152
Loans Periode	15	12	2029	\$ 4,055,825	\$ 2,745,142	\$ 1,310,683	\$ 10,042,010
Loans	\$ 30,413,647	13	2030	\$ 4,055,825	\$ 3,026,519	\$ 1,029,306	\$ 7,015,491
Interest	10.25%	14	2031	\$ 4,055,825	\$ 3,336,738	\$ 719,088	\$ 3,678,753
		15	2032	\$ 4,055,825	\$ 3,678,753	\$ 377,072	\$ (0)
		16	2033				
		17	2034				
		18	2035				
		19	2036				
		20	2037				
OUTPUT							
NPV	\$ 47,416,138						
IRR	14%						
PP	7.9						

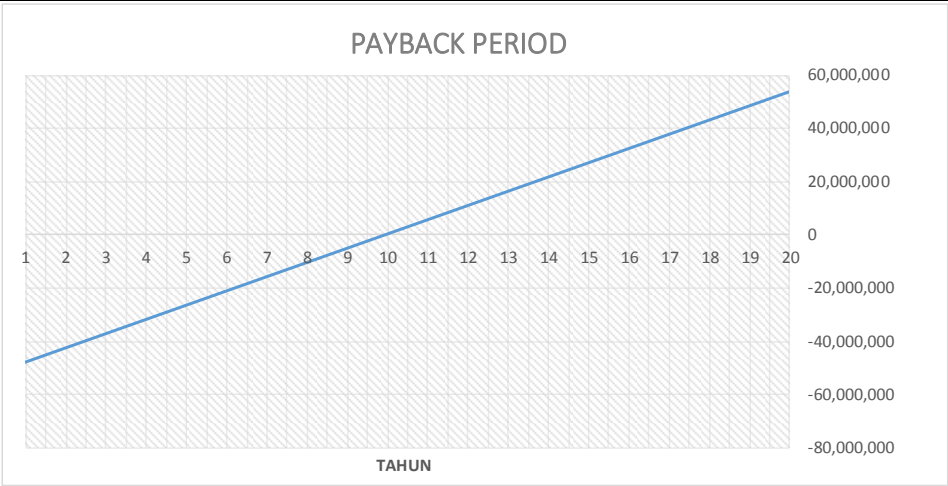
SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 60,827,294			\$ 3,117,399			
2	2019		\$ 29,889,974	\$ 12,553,063	\$ 3,021,210	\$ 2,737,228	\$ 11,578,473	\$ 2,876,740
3	2020		\$ 29,889,974	\$ 12,804,124	\$ 2,915,162	\$ 2,737,228	\$ 11,433,460	\$ 2,840,710
4	2021		\$ 29,889,974	\$ 13,060,207	\$ 2,798,244	\$ 2,737,228	\$ 11,294,295	\$ 2,806,134
5	2022		\$ 29,889,974	\$ 13,321,411	\$ 2,669,342	\$ 2,737,228	\$ 11,161,993	\$ 2,773,263
6	2023		\$ 29,889,974	\$ 13,587,839	\$ 2,527,227	\$ 2,737,228	\$ 11,037,680	\$ 2,742,376
7	2024		\$ 29,889,974	\$ 13,859,596	\$ 2,370,546	\$ 2,737,228	\$ 10,922,604	\$ 2,713,785
8	2025		\$ 29,889,974	\$ 14,136,788	\$ 2,197,805	\$ 2,737,228	\$ 10,818,153	\$ 2,687,834
9	2026		\$ 29,889,974	\$ 14,419,523	\$ 2,007,358	\$ 2,737,228	\$ 10,725,865	\$ 2,664,904
10	2027		\$ 29,889,974	\$ 14,707,914	\$ 1,797,390	\$ 2,737,228	\$ 10,647,442	\$ 2,645,420
11	2028		\$ 29,889,974	\$ 15,002,072	\$ 1,565,900	\$ 2,737,228	\$ 10,584,774	\$ 2,629,849
12	2029		\$ 29,889,974	\$ 15,302,114	\$ 1,310,683	\$ 2,737,228	\$ 10,539,949	\$ 2,618,712
13	2030		\$ 29,889,974	\$ 15,608,156	\$ 1,029,306	\$ 2,737,228	\$ 10,515,284	\$ 2,612,584
14	2031		\$ 29,889,974	\$ 15,920,319	\$ 719,088	\$ 2,737,228	\$ 10,513,339	\$ 2,612,101
15	2032		\$ 29,889,974	\$ 16,238,725	\$ 377,072	\$ 2,737,228	\$ 10,536,949	\$ 2,617,967
16	2033		\$ 29,889,974	\$ 16,563,500		\$ 2,737,228	\$ 10,589,246	\$ 2,630,960
17	2034		\$ 29,889,974	\$ 16,894,770		\$ 2,737,228	\$ 10,257,976	\$ 2,548,654
18	2035		\$ 29,889,974	\$ 17,232,665		\$ 2,737,228	\$ 9,920,081	\$ 2,464,702
19	2036		\$ 29,889,974	\$ 17,577,319		\$ 2,737,228	\$ 9,575,428	\$ 2,379,071
20	2037		\$ 29,889,974	\$ 17,928,865		\$ 2,737,228	\$ 9,223,881	\$ 2,291,727

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 938,427	\$ (61,765,720)	\$ 0.95	\$ (58,824,495)	\$ (58,824,495)	0	0.0
2	2019	\$ 11,438,962	\$ 1,034,615	\$ 10,404,347	\$ 0.91	\$ 9,437,049	\$ (49,387,446)	0	0.0
3	2020	\$ 11,329,978	\$ 1,140,663	\$ 10,189,315	\$ 0.86	\$ 8,801,913	\$ (40,585,533)	0	0.0
4	2021	\$ 11,225,390	\$ 1,257,581	\$ 9,967,808	\$ 0.82	\$ 8,200,541	\$ (32,384,993)	0	0.0
5	2022	\$ 11,125,959	\$ 1,386,483	\$ 9,739,475	\$ 0.78	\$ 7,631,134	\$ (24,753,859)	0	0.0
6	2023	\$ 11,032,532	\$ 1,528,598	\$ 9,503,934	\$ 0.75	\$ 7,091,982	\$ (17,661,877)	0	0.0
7	2024	\$ 10,946,047	\$ 1,685,279	\$ 9,260,768	\$ 0.71	\$ 6,581,455	\$ (11,080,422)	0	0.0
8	2025	\$ 10,867,548	\$ 1,858,020	\$ 9,009,528	\$ 0.68	\$ 6,098,003	\$ (4,982,419)	0	0.0
9	2026	\$ 10,798,189	\$ 2,048,467	\$ 8,749,722	\$ 0.64	\$ 5,640,149	\$ 657,729	1	7.9
10	2027	\$ 10,739,251	\$ 2,258,435	\$ 8,480,816	\$ 0.61	\$ 5,206,485	\$ 5,864,215	2	0.0
11	2028	\$ 10,692,153	\$ 2,489,925	\$ 8,202,228	\$ 0.58	\$ 4,795,673	\$ 10,659,887	3	0.0
12	2029	\$ 10,658,465	\$ 2,745,142	\$ 7,913,323	\$ 0.56	\$ 4,406,434	\$ 15,066,322	4	0.0
13	2030	\$ 10,639,928	\$ 3,026,519	\$ 7,613,409	\$ 0.53	\$ 4,037,553	\$ 19,103,875	5	0.0
14	2031	\$ 10,638,467	\$ 3,336,738	\$ 7,301,729	\$ 0.51	\$ 3,687,869	\$ 22,791,744	6	0.0
15	2032	\$ 10,656,210	\$ 3,678,753	\$ 6,977,457	\$ 0.48	\$ 3,356,276	\$ 26,148,020	7	0.0
16	2033	\$ 10,695,514		\$ 10,695,514	\$ 0.46	\$ 4,899,738	\$ 31,047,759	8	0.0
17	2034	\$ 10,446,550		\$ 10,446,550	\$ 0.44	\$ 4,557,795	\$ 35,605,554	9	0.0
18	2035	\$ 10,192,607		\$ 10,192,607	\$ 0.42	\$ 4,235,239	\$ 39,840,793	10	0.0
19	2036	\$ 9,933,585		\$ 9,933,585	\$ 0.40	\$ 3,931,057	\$ 43,771,849	11	0.0
20	2037	\$ 9,669,382		\$ 9,669,382	\$ 0.38	\$ 3,644,288	\$ 47,416,138	12	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.0



SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

INPUT		No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
CAPEX	\$ 60,827,294	1	2018	\$ 4,055,825	\$ 938,427	\$ 3,117,399	\$ 29,475,220
OPEX	\$ 12,553,063	2	2019	\$ 4,055,825	\$ 1,034,615	\$ 3,021,210	\$ 28,440,605
LNG Purchase /mmbtu	\$ 9.0	3	2020	\$ 4,055,825	\$ 1,140,663	\$ 2,915,162	\$ 27,299,942
Margin per mmbtu	\$ 4.5	4	2021	\$ 4,055,825	\$ 1,257,581	\$ 2,798,244	\$ 26,042,361
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.5	5	2022	\$ 4,055,825	\$ 1,386,483	\$ 2,669,342	\$ 24,655,877
Annual Revenue	\$ 33,626,221	6	2023	\$ 4,055,825	\$ 1,528,598	\$ 2,527,227	\$ 23,127,279
Depreciation	\$ 2,737,228	7	2024	\$ 4,055,825	\$ 1,685,279	\$ 2,370,546	\$ 21,442,000
Inflation	5%	8	2025	\$ 4,055,825	\$ 1,858,020	\$ 2,197,805	\$ 19,583,980
LOANS		9	2026	\$ 4,055,825	\$ 2,048,467	\$ 2,007,358	\$ 17,535,512
Investation	\$ 60,827,294	10	2027	\$ 4,055,825	\$ 2,258,435	\$ 1,797,390	\$ 15,277,077
Loans Percentage	50%	11	2028	\$ 4,055,825	\$ 2,489,925	\$ 1,565,900	\$ 12,787,152
Loans Periode	15	12	2029	\$ 4,055,825	\$ 2,745,142	\$ 1,310,683	\$ 10,042,010
Loans	\$ 30,413,647	13	2030	\$ 4,055,825	\$ 3,026,519	\$ 1,029,306	\$ 7,015,491
Interest	10.25%	14	2031	\$ 4,055,825	\$ 3,336,738	\$ 719,088	\$ 3,678,753
		15	2032	\$ 4,055,825	\$ 3,678,753	\$ 377,072	\$ (0)
		16	2033				
		17	2034				
		18	2035				
		19	2036				
		20	2037				
OUTPUT							
NPV	\$ 79,706,575						
IRR	19%						
PP	5.7						

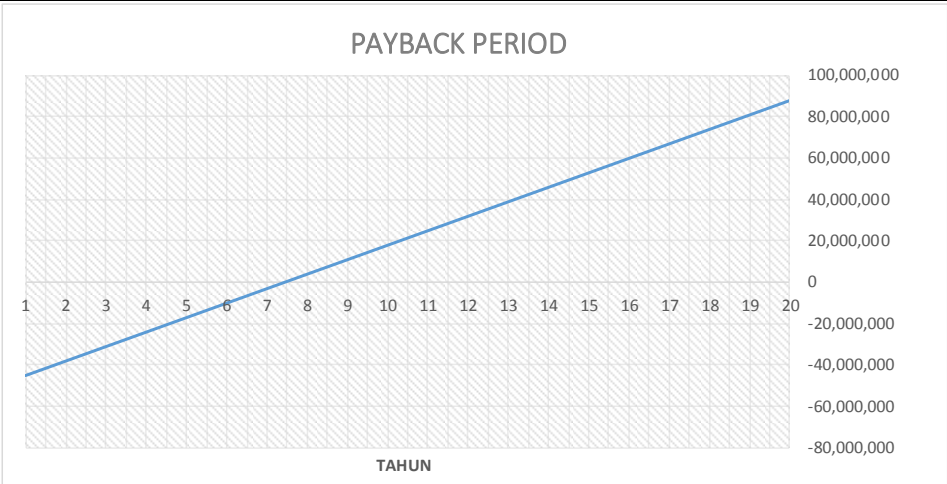
SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$ 60,827,294			\$ 3,117,399			
2	2019		\$ 33,626,221	\$ 12,553,063	\$ 3,021,210	\$ 2,737,228	\$ 15,314,720	\$ 3,807,660
3	2020		\$ 33,626,221	\$ 12,804,124	\$ 2,915,162	\$ 2,737,228	\$ 15,169,707	\$ 3,771,605
4	2021		\$ 33,626,221	\$ 13,060,207	\$ 2,798,244	\$ 2,737,228	\$ 15,030,542	\$ 3,737,005
5	2022		\$ 33,626,221	\$ 13,321,411	\$ 2,669,342	\$ 2,737,228	\$ 14,898,240	\$ 3,704,111
6	2023		\$ 33,626,221	\$ 13,587,839	\$ 2,527,227	\$ 2,737,228	\$ 14,773,927	\$ 3,673,204
7	2024		\$ 33,626,221	\$ 13,859,596	\$ 2,370,546	\$ 2,737,228	\$ 14,658,851	\$ 3,644,593
8	2025		\$ 33,626,221	\$ 14,136,788	\$ 2,197,805	\$ 2,737,228	\$ 14,554,400	\$ 3,618,623
9	2026		\$ 33,626,221	\$ 14,419,523	\$ 2,007,358	\$ 2,737,228	\$ 14,462,112	\$ 3,595,678
10	2027		\$ 33,626,221	\$ 14,707,914	\$ 1,797,390	\$ 2,737,228	\$ 14,383,689	\$ 3,576,180
11	2028		\$ 33,626,221	\$ 15,002,072	\$ 1,565,900	\$ 2,737,228	\$ 14,321,020	\$ 3,560,599
12	2029		\$ 33,626,221	\$ 15,302,114	\$ 1,310,683	\$ 2,737,228	\$ 14,276,196	\$ 3,549,454
13	2030		\$ 33,626,221	\$ 15,608,156	\$ 1,029,306	\$ 2,737,228	\$ 14,251,531	\$ 3,543,322
14	2031		\$ 33,626,221	\$ 15,920,319	\$ 719,088	\$ 2,737,228	\$ 14,249,586	\$ 3,542,838
15	2032		\$ 33,626,221	\$ 16,238,725	\$ 377,072	\$ 2,737,228	\$ 14,273,195	\$ 3,548,708
16	2033		\$ 33,626,221	\$ 16,563,500		\$ 2,737,228	\$ 14,325,493	\$ 3,561,711
17	2034		\$ 33,626,221	\$ 16,894,770		\$ 2,737,228	\$ 13,994,223	\$ 3,479,348
18	2035		\$ 33,626,221	\$ 17,232,665		\$ 2,737,228	\$ 13,656,328	\$ 3,395,338
19	2036		\$ 33,626,221	\$ 17,577,319		\$ 2,737,228	\$ 13,311,674	\$ 3,309,648
20	2037		\$ 33,626,221	\$ 17,928,865		\$ 2,737,228	\$ 12,960,128	\$ 3,222,243

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 938,427	\$ (61,765,720)	\$ 0.95	\$ (58,824,495)	\$ (58,824,495)	0	0.0
2	2019	\$ 14,244,289	\$ 1,034,615	\$ 13,209,673	\$ 0.91	\$ 11,981,563	\$ (46,842,932)	0	0.0
3	2020	\$ 14,135,330	\$ 1,140,663	\$ 12,994,666	\$ 0.86	\$ 11,225,281	\$ (35,617,651)	0	0.0
4	2021	\$ 14,030,765	\$ 1,257,581	\$ 12,773,184	\$ 0.82	\$ 10,508,530	\$ (25,109,121)	0	0.0
5	2022	\$ 13,931,357	\$ 1,386,483	\$ 12,544,874	\$ 0.78	\$ 9,829,237	\$ (15,279,884)	0	0.0
6	2023	\$ 13,837,951	\$ 1,528,598	\$ 12,309,353	\$ 0.75	\$ 9,185,429	\$ (6,094,455)	0	0.0
7	2024	\$ 13,751,487	\$ 1,685,279	\$ 12,066,207	\$ 0.71	\$ 8,575,228	\$ 2,480,773	1	5.7
8	2025	\$ 13,673,005	\$ 1,858,020	\$ 11,814,985	\$ 0.68	\$ 7,996,847	\$ 10,477,620	2	0.0
9	2026	\$ 13,603,662	\$ 2,048,467	\$ 11,555,195	\$ 0.64	\$ 7,448,581	\$ 17,926,202	3	0.0
10	2027	\$ 13,544,737	\$ 2,258,435	\$ 11,286,302	\$ 0.61	\$ 6,928,810	\$ 24,855,012	4	0.0
11	2028	\$ 13,497,650	\$ 2,489,925	\$ 11,007,725	\$ 0.58	\$ 6,435,989	\$ 31,291,001	5	0.0
12	2029	\$ 13,463,970	\$ 2,745,142	\$ 10,718,828	\$ 0.56	\$ 5,968,645	\$ 37,259,646	6	0.0
13	2030	\$ 13,445,438	\$ 3,026,519	\$ 10,418,918	\$ 0.53	\$ 5,525,375	\$ 42,785,020	7	0.0
14	2031	\$ 13,443,976	\$ 3,336,738	\$ 10,107,239	\$ 0.51	\$ 5,104,842	\$ 47,889,863	8	0.0
15	2032	\$ 13,461,716	\$ 3,678,753	\$ 9,782,962	\$ 0.48	\$ 4,705,772	\$ 52,595,635	9	0.0
16	2033	\$ 13,501,011		\$ 13,501,011	\$ 0.46	\$ 6,184,969	\$ 58,780,603	10	0.0
17	2034	\$ 13,252,103		\$ 13,252,103	\$ 0.44	\$ 5,781,849	\$ 64,562,452	11	0.0
18	2035	\$ 12,998,218		\$ 12,998,218	\$ 0.42	\$ 5,401,028	\$ 69,963,480	12	0.0
19	2036	\$ 12,739,255		\$ 12,739,255	\$ 0.40	\$ 5,041,356	\$ 75,004,836	13	0.0
20	2037	\$ 12,475,113		\$ 12,475,113	\$ 0.38	\$ 4,701,739	\$ 79,706,575	14	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING - MARGIN \$ 4.5



LAMPIRAN IF
PERHITUNGAN EKONOMI KAPAL PELNI

CAPEX

No	Investasi	Harga	Spesifikasi
1	ISO LNG Storage Type C 20ft	\$ 35,000	20m ³
2	Converter Main Engine	\$ 184,615	1632HP;2176HP
		\$ 269,231	8159HP;8500HP;8700HP
		\$ 492,308	11421HP;11587HP
3	Converter Auxulary Engine	\$ 76,923	431HP
		\$ 84,615	620HP
		\$ 105,128	1088HP;1200HP;1550HP
4	Modification	\$ 153,846	

CAPEX

No	Kapal	ME (HP)	AE (HP)	Kebutuhan Tank			Investasi Tank		
				SI	SII	SII	Skenario I	Skenario II	Skenario III
1	Awu	2176	620	8	8	8	\$ 280,000	\$ 280,000	\$ 280,000
2	Binaia	2176	620	6	6	6	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000
3	B. Raya	2176	620	6	6	6	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000
4	B. Siguntang	8700	1200	8	8	8	\$ 280,000	\$ 280,000	\$ 280,000
5	Ciremai	8700	1200	10	10	5	\$ 350,000	\$ 350,000	\$ 175,000
6	Dobonsolo	8700	1200	11	11	6	\$ 385,000	\$ 385,000	\$ 210,000
7	Dorolonda	11587	1200	18	18	11	\$ 630,000	\$ 630,000	\$ 385,000
8	G. Dempo	4500	620	9	9	5	\$ 315,000	\$ 315,000	\$ 175,000
9	Kelimutu	8158	1088	10	10	10	\$ 350,000	\$ 350,000	\$ 350,000
10	Kelud	2176	620	17	17	17	\$ 595,000	\$ 595,000	\$ 595,000
11	Labobar	11421	1550	17	17	9	\$ 595,000	\$ 595,000	\$ 315,000
12	Lambelu	8700	1200	8	4	4	\$ 280,000	\$ 140,000	\$ 140,000
13	Lawit	2176	620	9	9	9	\$ 315,000	\$ 315,000	\$ 315,000
14	Leuser	2176	620	9	9	9	\$ 315,000	\$ 315,000	\$ 315,000
15	Nggappulu	11587	1200	16	16	8	\$ 560,000	\$ 560,000	\$ 280,000
16	Pangrango	1632	431	4	4	4	\$ 140,000	\$ 140,000	\$ 140,000
17	Sangiang	1632	431	6	6	6	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000
18	Sinabung	11587	1200	9	9	9	\$ 315,000	\$ 315,000	\$ 315,000
19	Sirimau	2176	620	14	14	14	\$ 490,000	\$ 490,000	\$ 490,000
20	Tataimalu	2176	620	7	7	7	\$ 245,000	\$ 245,000	\$ 245,000
21	Tidar	8500	1200	12	12	12	\$ 420,000	\$ 420,000	\$ 420,000
22	Tilongkabila	2176	620	7	7	7	\$ 245,000	\$ 245,000	\$ 245,000
23	Umsini	8500	1200	10	10	10	\$ 350,000	\$ 350,000	\$ 350,000
24	Wilis	1632	431	4	4	4	\$ 140,000	\$ 140,000	\$ 140,000

CAPEX

No	Kapal	Converter for ME	Converter for AE	Biaya Modifikasi	Total Biaya Investasi		
					Skenario I	Skenario II	Skenario III
1	Awu	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,141,538	\$ 1,141,538	\$ 1,141,538
2	Binaiya	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,071,538	\$ 1,071,538	\$ 1,071,538
3	B. Raya	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,071,538	\$ 1,071,538	\$ 1,071,538
4	B. Siguntang	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,392,821	\$ 1,392,821	\$ 1,392,821
5	Ciremai	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,462,821	\$ 1,462,821	\$ 1,287,821
6	Dobonsolo	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,497,821	\$ 1,497,821	\$ 1,322,821
7	Dorolonda	\$ 984,615	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 2,188,974	\$ 2,188,974	\$ 1,943,974
8	G. Dempo	\$ 538,462	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,345,769	\$ 1,345,769	\$ 1,205,769
9	Kelimutu	\$ 369,231	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,293,590	\$ 1,293,590	\$ 1,293,590
10	Kelud	\$ 984,615	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 2,071,923	\$ 2,071,923	\$ 2,071,923
11	Labobar	\$ 984,615	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 2,153,974	\$ 2,153,974	\$ 1,873,974
12	Lambelu	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,392,821	\$ 1,252,821	\$ 1,252,821
13	Lawit	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,176,538	\$ 1,176,538	\$ 1,176,538
14	Leuser	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,176,538	\$ 1,176,538	\$ 1,176,538
15	Nggappulu	\$ 984,615	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 2,118,974	\$ 2,118,974	\$ 1,838,974
16	Pangrango	\$ 369,231	\$ 307,692	\$ 153,846	\$ 970,769	\$ 970,769	\$ 970,769
17	Sangiang	\$ 369,231	\$ 307,692	\$ 153,846	\$ 1,040,769	\$ 1,040,769	\$ 1,040,769
18	Sinabung	\$ 984,615	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,873,974	\$ 1,873,974	\$ 1,873,974
19	Sirimau	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,351,538	\$ 1,351,538	\$ 1,351,538
20	Tataimalu	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,106,538	\$ 1,106,538	\$ 1,106,538
21	Tidar	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,532,821	\$ 1,532,821	\$ 1,532,821
22	Tilongkabila	\$ 369,231	\$ 338,462	\$ 153,846	\$ 1,106,538	\$ 1,106,538	\$ 1,106,538
23	Umsini	\$ 538,462	\$ 420,513	\$ 153,846	\$ 1,462,821	\$ 1,462,821	\$ 1,462,821
24	Wilis	\$ 369,231	\$ 307,692	\$ 153,846	\$ 970,769	\$ 970,769	\$ 970,769

Capex dan Opex pada Masing-masing Skenario

	Skenario I	Skenario II	Skenario III
CAPEX	\$ 33,973,718	\$ 33,833,718	\$ 32,538,718
OPEX	\$ 3,397,372	\$ 3,383,372	\$ 3,253,872

	S1A1	S1A2	S1A3	S1A4
LNG Purchase	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
HSD Purchase	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55
Saving	\$ 19,581,291	\$ 16,099,917	\$ 12,618,543	\$ 9,137,170
NPV	\$ 108,091,282	\$ 68,021,262	\$ 27,951,243	\$ (12,118,776)
IRR	34%	24%	14%	0%
PP	3.2	4.7	8.3	0.0
	S2A1	S2A2	S2A3	S2A4
LNG Purchase	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
HSD Purchase	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55
Saving	\$ 19,581,291	\$ 16,099,917	\$ 12,618,543	\$ 9,137,170
NPV	\$ 108,574,598	\$ 68,504,579	\$ 28,434,559	\$ (11,635,460)
IRR	34%	24%	14%	0%
PP	3.2	4.6	8.2	0.0
	S3A1	S3A2	S3A3	S3A4
LNG Purchase	\$ 11.0	\$ 11.5	\$ 12.0	\$ 12.5
HSD Purchase	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55
Saving	\$ 19,581,291	\$ 16,099,917	\$ 12,618,543	\$ 9,137,170
NPV	\$ 113,045,272	\$ 72,975,253	\$ 32,905,233	\$ (7,164,786)
IRR	36%	26%	15%	2%
PP	3.0	4.3	7.4	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,973,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.0
HSD Buy per liter	\$ 0.55
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,397,371.8
Depresiasi	\$ 1,528,817.3

LOANS

Investation	\$ 33,973,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,986,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 19,581,291
NPV	\$108,091,282
IRR	34%
Payback Periode	3.2

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$ 11.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 123,193	\$ 169,273	\$ 46,079	\$ 552,953	\$ 328,205	\$ 224,748
2	Binaiya	9640	263085	\$ 106,044	\$ 145,709	\$ 39,665	\$ 475,979	\$ 246,154	\$ 229,825
3	B. Raya	11161	304583	\$ 122,771	\$ 168,692	\$ 45,921	\$ 551,057	\$ 246,154	\$ 304,903
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 411,741	\$ 565,750	\$ 154,008	\$ 1,848,102	\$ 328,205	\$ 1,519,897
5	Ciremai	35378	965461	\$ 389,156	\$ 534,717	\$ 145,561	\$ 1,746,729	\$ 410,256	\$ 1,336,473
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 428,855	\$ 589,265	\$ 160,410	\$ 1,924,917	\$ 451,282	\$ 1,473,635
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 618,338	\$ 849,623	\$ 231,285	\$ 2,775,414	\$ 738,462	\$ 2,036,952
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 388,626	\$ 533,989	\$ 145,363	\$ 1,744,350	\$ 369,231	\$ 1,375,119
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 123,068	\$ 169,101	\$ 46,033	\$ 552,392	\$ 410,256	\$ 142,135
10	Kelud	35781	976469	\$ 393,593	\$ 540,814	\$ 147,220	\$ 1,766,644	\$ 697,436	\$ 1,069,209
11	Labobar	44724	1220525	\$ 491,967	\$ 675,983	\$ 184,016	\$ 2,208,195	\$ 697,436	\$ 1,510,759
12	Lambelu	26197	714919	\$ 288,168	\$ 395,955	\$ 107,787	\$ 1,293,444	\$ 328,205	\$ 965,239
13	Lawit	10492	286322	\$ 115,410	\$ 158,578	\$ 43,168	\$ 518,018	\$ 369,231	\$ 148,787
14	Leuser	9831	268281	\$ 108,138	\$ 148,586	\$ 40,448	\$ 485,378	\$ 369,231	\$ 116,147
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 487,405	\$ 669,715	\$ 182,310	\$ 2,187,720	\$ 656,410	\$ 1,531,309
16	Pangrango	5691	155311	\$ 62,602	\$ 86,018	\$ 23,416	\$ 280,991	\$ 164,103	\$ 116,888
17	Sangiang	5354	146120	\$ 58,898	\$ 80,928	\$ 22,030	\$ 264,364	\$ 246,154	\$ 18,210
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 606,681	\$ 833,605	\$ 226,924	\$ 2,723,089	\$ 369,231	\$ 2,353,858
21	Tidar	35507	968974	\$ 390,572	\$ 536,662	\$ 146,090	\$ 1,753,084	\$ 574,359	\$ 1,178,725
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 133,423	\$ 183,328	\$ 49,906	\$ 598,868	\$ 287,179	\$ 311,688
23	Umsini	41449	1131150	\$ 455,942	\$ 626,483	\$ 170,541	\$ 2,046,496	\$ 492,308	\$ 1,554,188
24	Wilis	7084	193330	\$ 77,927	\$ 107,075	\$ 29,148	\$ 349,776	\$ 287,179	\$ 62,596

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,973,718			\$ 2,265,290		\$ (36,239,008)	0.95
2	2019		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.91
3	2020		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.86
4	2021		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.82
5	2022		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.78
6	2023		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.75
7	2024		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.71
8	2025		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.68
9	2026		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.64
10	2027		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.61
11	2028		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.58
12	2029		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.56
13	2030		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.53
14	2031		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.51
15	2032		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.48
16	2033		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.46
17	2034		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.44
18	2035		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.42
19	2036		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.40
20	2037		\$ 19,581,291	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 12,389,812	0.38

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,513,341)	\$ (34,513,341)	0	0.0
2	2019	\$ 11,237,925	\$ (23,275,416)	0	0.0
3	2020	\$ 10,702,785	\$ (12,572,631)	0	0.0
4	2021	\$ 10,193,129	\$ (2,379,502)	0	0.0
5	2022	\$ 9,707,742	\$ 7,328,240	1	3.2
6	2023	\$ 9,245,469	\$ 16,573,709	2	0.0
7	2024	\$ 8,805,208	\$ 25,378,917	3	0.0
8	2025	\$ 8,385,912	\$ 33,764,829	4	0.0
9	2026	\$ 7,986,583	\$ 41,751,413	5	0.0
10	2027	\$ 7,606,270	\$ 49,357,682	6	0.0
11	2028	\$ 7,244,067	\$ 56,601,749	7	0.0
12	2029	\$ 6,899,111	\$ 63,500,860	8	0.0
13	2030	\$ 6,570,582	\$ 70,071,442	9	0.0
14	2031	\$ 6,257,697	\$ 76,329,139	10	0.0
15	2032	\$ 5,959,711	\$ 82,288,850	11	0.0
16	2033	\$ 5,675,916	\$ 87,964,766	12	0.0
17	2034	\$ 5,405,634	\$ 93,370,400	13	0.0
18	2035	\$ 5,148,223	\$ 98,518,623	14	0.0
19	2036	\$ 4,903,069	\$ 103,421,692	15	0.0
20	2037	\$ 4,669,590	\$ 108,091,282	16	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,973,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,397,371.8
Depresiasi	\$ 1,528,817.3

LOANS

Investation	\$ 33,973,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,986,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 16,099,917
NPV	\$ 68,021,262
IRR	24%
Payback Periode	4.7

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$ 11.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 128,793	\$ 169,273	\$ 40,480	\$ 485,757	\$ 328,205	\$ 157,552
2	Binaiya	9640	263085	\$ 110,864	\$ 145,709	\$ 34,845	\$ 418,136	\$ 246,154	\$ 171,983
3	B. Raya	11161	304583	\$ 128,351	\$ 168,692	\$ 40,341	\$ 484,091	\$ 246,154	\$ 237,937
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 430,457	\$ 565,750	\$ 135,293	\$ 1,623,516	\$ 328,205	\$ 1,295,310
5	Ciremai	35378	965461	\$ 406,845	\$ 534,717	\$ 127,872	\$ 1,534,462	\$ 410,256	\$ 1,124,206
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 448,348	\$ 589,265	\$ 140,916	\$ 1,690,996	\$ 451,282	\$ 1,239,714
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 646,445	\$ 849,623	\$ 203,178	\$ 2,438,139	\$ 738,462	\$ 1,699,677
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 406,291	\$ 533,989	\$ 127,698	\$ 1,532,372	\$ 369,231	\$ 1,163,141
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 128,662	\$ 169,101	\$ 40,439	\$ 485,264	\$ 410,256	\$ 75,007
10	Kelud	35781	976469	\$ 411,484	\$ 540,814	\$ 129,330	\$ 1,551,957	\$ 697,436	\$ 854,521
11	Labobar	44724	1220525	\$ 514,329	\$ 675,983	\$ 161,654	\$ 1,939,849	\$ 697,436	\$ 1,242,413
12	Lambelu	26197	714919	\$ 301,267	\$ 395,955	\$ 94,688	\$ 1,136,262	\$ 328,205	\$ 808,056
13	Lawit	10492	286322	\$ 120,656	\$ 158,578	\$ 37,922	\$ 455,067	\$ 369,231	\$ 85,836
14	Leuser	9831	268281	\$ 113,053	\$ 148,586	\$ 35,533	\$ 426,394	\$ 369,231	\$ 57,163
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 509,560	\$ 669,715	\$ 160,155	\$ 1,921,862	\$ 656,410	\$ 1,265,452
16	Pangrango	5691	155311	\$ 65,448	\$ 86,018	\$ 20,570	\$ 246,844	\$ 164,103	\$ 82,741
17	Sangiang	5354	146120	\$ 61,575	\$ 80,928	\$ 19,353	\$ 232,237	\$ 246,154	\$ (13,916)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 634,257	\$ 833,605	\$ 199,348	\$ 2,392,172	\$ 369,231	\$ 2,022,941
21	Tidar	35507	968974	\$ 408,325	\$ 536,662	\$ 128,337	\$ 1,540,044	\$ 574,359	\$ 965,686
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 139,487	\$ 183,328	\$ 43,841	\$ 526,092	\$ 287,179	\$ 238,912
23	Umsini	41449	1131150	\$ 476,666	\$ 626,483	\$ 149,817	\$ 1,797,801	\$ 492,308	\$ 1,305,493
24	Wilis	7084	193330	\$ 81,469	\$ 107,075	\$ 25,606	\$ 307,270	\$ 287,179	\$ 20,091

SKENARIO 1A - 6 LOKASIBUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,973,718			\$ 2,265,290		\$ (36,239,008)	0.95
2	2019		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.91
3	2020		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.86
4	2021		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.82
5	2022		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.78
6	2023		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.75
7	2024		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.71
8	2025		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.68
9	2026		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.64
10	2027		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.61
11	2028		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.58
12	2029		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.56
13	2030		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.53
14	2031		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.51
15	2032		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.48
16	2033		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.46
17	2034		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.44
18	2035		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.42
19	2036		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.40
20	2037		\$ 16,099,917	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 8,908,438	0.38

SKENARIO 1A - 6 LOKASIBUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,513,341)	\$ (34,513,341)	0	0.0
2	2019	\$ 8,080,216	\$ (26,433,125)	0	0.0
3	2020	\$ 7,695,444	\$ (18,737,681)	0	0.0
4	2021	\$ 7,328,994	\$ (11,408,687)	0	0.0
5	2022	\$ 6,979,994	\$ (4,428,693)	0	0.0
6	2023	\$ 6,647,614	\$ 2,218,921	1	4.7
7	2024	\$ 6,331,061	\$ 8,549,982	2	0.0
8	2025	\$ 6,029,582	\$ 14,579,563	3	0.0
9	2026	\$ 5,742,459	\$ 20,322,022	4	0.0
10	2027	\$ 5,469,008	\$ 25,791,030	5	0.0
11	2028	\$ 5,208,579	\$ 30,999,610	6	0.0
12	2029	\$ 4,960,552	\$ 35,960,161	7	0.0
13	2030	\$ 4,724,335	\$ 40,684,496	8	0.0
14	2031	\$ 4,499,367	\$ 45,183,863	9	0.0
15	2032	\$ 4,285,111	\$ 49,468,974	10	0.0
16	2033	\$ 4,081,058	\$ 53,550,032	11	0.0
17	2034	\$ 3,886,722	\$ 57,436,754	12	0.0
18	2035	\$ 3,701,640	\$ 61,138,394	13	0.0
19	2036	\$ 3,525,371	\$ 64,663,766	14	0.0
20	2037	\$ 3,357,497	\$ 68,021,262	15	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASIBUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,973,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.0
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,397,372
Depresiasi	\$ 1,528,817

LOANS

Investation	\$ 33,973,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,986,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 12,618,543
NPV	\$ 27,951,243
IRR	14%
Payback Periode	8.3

SKENARIO 1A - 6 LOKASIBUNKERING LNG \$ 12.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 134,393	\$ 169,273	\$ 34,880	\$ 418,561	\$ 328,205	\$ 90,355
2	Binaiya	9640	263085	\$ 115,684	\$ 145,709	\$ 30,025	\$ 360,294	\$ 246,154	\$ 114,140
3	B. Raya	11161	304583	\$ 133,932	\$ 168,692	\$ 34,760	\$ 417,125	\$ 246,154	\$ 170,971
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 449,172	\$ 565,750	\$ 116,577	\$ 1,398,930	\$ 328,205	\$ 1,070,724
5	Ciremai	35378	965461	\$ 424,534	\$ 534,717	\$ 110,183	\$ 1,322,195	\$ 410,256	\$ 911,939
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 467,842	\$ 589,265	\$ 121,423	\$ 1,457,075	\$ 451,282	\$ 1,005,793
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 674,551	\$ 849,623	\$ 175,072	\$ 2,100,863	\$ 738,462	\$ 1,362,402
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 423,956	\$ 533,989	\$ 110,033	\$ 1,320,394	\$ 369,231	\$ 951,163
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 134,256	\$ 169,101	\$ 34,845	\$ 418,135	\$ 410,256	\$ 7,879
10	Kelud	35781	976469	\$ 429,374	\$ 540,814	\$ 111,439	\$ 1,337,270	\$ 697,436	\$ 639,834
11	Labobar	44724	1220525	\$ 536,691	\$ 675,983	\$ 139,292	\$ 1,671,504	\$ 697,436	\$ 974,068
12	Lambelu	26197	714919	\$ 314,365	\$ 395,955	\$ 81,590	\$ 979,079	\$ 328,205	\$ 650,874
13	Lawit	10492	286322	\$ 125,902	\$ 158,578	\$ 32,676	\$ 392,116	\$ 369,231	\$ 22,885
14	Leuser	9831	268281	\$ 117,969	\$ 148,586	\$ 30,617	\$ 367,409	\$ 369,231	\$ (1,821)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 531,715	\$ 669,715	\$ 138,000	\$ 1,656,005	\$ 656,410	\$ 999,595
16	Pangrango	5691	155311	\$ 68,293	\$ 86,018	\$ 17,725	\$ 212,697	\$ 164,103	\$ 48,595
17	Sangiang	5354	146120	\$ 64,252	\$ 80,928	\$ 16,676	\$ 200,111	\$ 246,154	\$ (46,043)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 661,834	\$ 833,605	\$ 171,771	\$ 2,061,255	\$ 369,231	\$ 1,692,025
21	Tidar	35507	968974	\$ 426,079	\$ 536,662	\$ 110,584	\$ 1,327,005	\$ 574,359	\$ 752,646
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 145,552	\$ 183,328	\$ 37,776	\$ 453,316	\$ 287,179	\$ 166,136
23	Umsini	41449	1131150	\$ 497,391	\$ 626,483	\$ 129,092	\$ 1,549,105	\$ 492,308	\$ 1,056,797
24	Wilis	7084	193330	\$ 85,011	\$ 107,075	\$ 22,064	\$ 264,764	\$ 287,179	\$ (22,415)

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,973,718			\$ 2,265,290		\$ (36,239,008)	0.95
2	2019		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.91
3	2020		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.86
4	2021		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.82
5	2022		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.78
6	2023		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.75
7	2024		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.71
8	2025		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.68
9	2026		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.64
10	2027		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.61
11	2028		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.58
12	2029		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.56
13	2030		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.53
14	2031		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.51
15	2032		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.48
16	2033		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.46
17	2034		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.44
18	2035		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.42
19	2036		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.40
20	2037		\$ 12,618,543	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 5,427,064	0.38

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,513,341)	\$ (34,513,341)	0	0.0
2	2019	\$ 4,922,507	\$ (29,590,834)	0	0.0
3	2020	\$ 4,688,102	\$ (24,902,732)	0	0.0
4	2021	\$ 4,464,859	\$ (20,437,872)	0	0.0
5	2022	\$ 4,252,247	\$ (16,185,625)	0	0.0
6	2023	\$ 4,049,759	\$ (12,135,867)	0	0.0
7	2024	\$ 3,856,913	\$ (8,278,953)	0	0.0
8	2025	\$ 3,673,251	\$ (4,605,703)	0	0.0
9	2026	\$ 3,498,334	\$ (1,107,369)	0	0.0
10	2027	\$ 3,331,747	\$ 2,224,378	1	8.3
11	2028	\$ 3,173,092	\$ 5,397,470	2	0.0
12	2029	\$ 3,021,992	\$ 8,419,463	3	0.0
13	2030	\$ 2,878,088	\$ 11,297,551	4	0.0
14	2031	\$ 2,741,036	\$ 14,038,587	5	0.0
15	2032	\$ 2,610,511	\$ 16,649,098	6	0.0
16	2033	\$ 2,486,201	\$ 19,135,298	7	0.0
17	2034	\$ 2,367,810	\$ 21,503,109	8	0.0
18	2035	\$ 2,255,057	\$ 23,758,166	9	0.0
19	2036	\$ 2,147,674	\$ 25,905,840	10	0.0
20	2037	\$ 2,045,403	\$ 27,951,243	11	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,973,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,397,372
Depresiasi	\$ 1,528,817

LOANS

Investation	\$ 33,973,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,986,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 9,137,170
NPV	\$ (12,118,776)
IRR	0%
Payback Periode	0.0

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 139,992	\$ 169,273	\$ 29,280	\$ 351,364	\$ 328,205	\$ 23,159
2	Binaiya	9640	263085	\$ 120,504	\$ 145,709	\$ 25,204	\$ 302,452	\$ 246,154	\$ 56,298
3	B. Raya	11161	304583	\$ 139,512	\$ 168,692	\$ 29,180	\$ 350,159	\$ 246,154	\$ 104,006
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 467,888	\$ 565,750	\$ 97,862	\$1,174,343	\$ 328,205	\$ 846,138
5	Ciremai	35378	965461	\$ 442,223	\$ 534,717	\$ 92,494	\$1,109,928	\$ 410,256	\$ 699,671
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 487,335	\$ 589,265	\$ 101,930	\$1,223,154	\$ 451,282	\$ 771,872
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 702,657	\$ 849,623	\$ 146,966	\$1,763,588	\$ 738,462	\$1,025,126
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 441,621	\$ 533,989	\$ 92,368	\$1,108,416	\$ 369,231	\$ 739,185
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 139,850	\$ 169,101	\$ 29,251	\$ 351,007	\$ 410,256	\$ (59,249)
10	Kelud	35781	976469	\$ 447,265	\$ 540,814	\$ 93,549	\$1,122,583	\$ 697,436	\$ 425,147
11	Labobar	44724	1220525	\$ 559,053	\$ 675,983	\$ 116,930	\$1,403,158	\$ 697,436	\$ 705,722
12	Lambelu	26197	714919	\$ 327,464	\$ 395,955	\$ 68,491	\$ 821,896	\$ 328,205	\$ 493,691
13	Lawit	10492	286322	\$ 131,148	\$ 158,578	\$ 27,430	\$ 329,165	\$ 369,231	\$ (40,065)
14	Leuser	9831	268281	\$ 122,884	\$ 148,586	\$ 25,702	\$ 308,425	\$ 369,231	\$ (60,806)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 553,869	\$ 669,715	\$ 115,846	\$1,390,148	\$ 656,410	\$ 733,737
16	Pangrango	5691	155311	\$ 71,139	\$ 86,018	\$ 14,879	\$ 178,551	\$ 164,103	\$ 14,448
17	Sangiang	5354	146120	\$ 66,929	\$ 80,928	\$ 13,999	\$ 167,985	\$ 246,154	\$ (78,169)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 689,410	\$ 833,605	\$ 144,195	\$1,730,339	\$ 369,231	\$1,361,108
21	Tidar	35507	968974	\$ 443,832	\$ 536,662	\$ 92,830	\$1,113,966	\$ 574,359	\$ 539,607
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 151,617	\$ 183,328	\$ 31,712	\$ 380,540	\$ 287,179	\$ 93,360
23	Umsini	41449	1131150	\$ 518,116	\$ 626,483	\$ 108,367	\$1,300,410	\$ 492,308	\$ 808,102
24	Wilis	7084	193330	\$ 88,553	\$ 107,075	\$ 18,522	\$ 222,259	\$ 287,179	\$ (64,921)

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,973,718			\$ 2,265,290		\$ (36,239,008)	0.95
2	2019		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.91
3	2020		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.86
4	2021		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.82
5	2022		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.78
6	2023		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.75
7	2024		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.71
8	2025		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.68
9	2026		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.64
10	2027		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.61
11	2028		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.58
12	2029		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.56
13	2030		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.53
14	2031		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.51
15	2032		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.48
16	2033		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.46
17	2034		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.44
18	2035		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.42
19	2036		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.40
20	2037		\$ 9,137,170	\$ 3,397,371.8	\$ 2,265,290	\$ 1,528,817.3	\$ 1,945,690	0.38

SKENARIO 1A - 6 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,513,341)	\$ (34,513,341)	0	0.0
2	2019	\$ 1,764,799	\$ (32,748,542)	0	0.0
3	2020	\$ 1,680,761	\$ (31,067,782)	0	0.0
4	2021	\$ 1,600,724	\$ (29,467,058)	0	0.0
5	2022	\$ 1,524,499	\$ (27,942,558)	0	0.0
6	2023	\$ 1,451,904	\$ (26,490,654)	0	0.0
7	2024	\$ 1,382,766	\$ (25,107,888)	0	0.0
8	2025	\$ 1,316,920	\$ (23,790,968)	0	0.0
9	2026	\$ 1,254,209	\$ (22,536,759)	0	0.0
10	2027	\$ 1,194,485	\$ (21,342,274)	0	0.0
11	2028	\$ 1,137,605	\$ (20,204,669)	0	0.0
12	2029	\$ 1,083,433	\$ (19,121,236)	0	0.0
13	2030	\$ 1,031,841	\$ (18,089,395)	0	0.0
14	2031	\$ 982,706	\$ (17,106,689)	0	0.0
15	2032	\$ 935,910	\$ (16,170,779)	0	0.0
16	2033	\$ 891,343	\$ (15,279,435)	0	0.0
17	2034	\$ 848,898	\$ (14,430,537)	0	0.0
18	2035	\$ 808,475	\$ (13,622,063)	0	0.0
19	2036	\$ 769,976	\$ (12,852,087)	0	0.0
20	2037	\$ 733,310	\$ (12,118,776)	0	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,833,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.0
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,383,372
Depresiasi	\$ 1,522,517

LOANS

Investation	\$ 33,833,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,916,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 19,581,291
NPV	\$108,574,598
IRR	34%
Payback Periode	3.2

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$ 11.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 123,193	\$ 169,273	\$ 46,079	\$ 552,953	\$ 328,205	\$ 224,748
2	Binaia	9640	263085	\$ 106,044	\$ 145,709	\$ 39,665	\$ 475,979	\$ 246,154	\$ 229,825
3	B. Raya	11161	304583	\$ 122,771	\$ 168,692	\$ 45,921	\$ 551,057	\$ 246,154	\$ 304,903
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 411,741	\$ 565,750	\$ 154,008	\$1,848,102	\$ 328,205	\$1,519,897
5	Ciremai	35378	965461	\$ 389,156	\$ 534,717	\$ 145,561	\$1,746,729	\$ 410,256	\$1,336,473
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 428,855	\$ 589,265	\$ 160,410	\$1,924,917	\$ 451,282	\$1,473,635
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 618,338	\$ 849,623	\$ 231,285	\$2,775,414	\$ 738,462	\$2,036,952
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 388,626	\$ 533,989	\$ 145,363	\$1,744,350	\$ 369,231	\$1,375,119
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 123,068	\$ 169,101	\$ 46,033	\$ 552,392	\$ 410,256	\$ 142,135
10	Kelud	35781	976469	\$ 393,593	\$ 540,814	\$ 147,220	\$1,766,644	\$ 697,436	\$1,069,209
11	Labobar	44724	1220525	\$ 491,967	\$ 675,983	\$ 184,016	\$2,208,195	\$ 697,436	\$1,510,759
12	Lambelu	26197	714919	\$ 288,168	\$ 395,955	\$ 107,787	\$1,293,444	\$ 328,205	\$ 965,239
13	Lawit	10492	286322	\$ 115,410	\$ 158,578	\$ 43,168	\$ 518,018	\$ 369,231	\$ 148,787
14	Leuser	9831	268281	\$ 108,138	\$ 148,586	\$ 40,448	\$ 485,378	\$ 369,231	\$ 116,147
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 487,405	\$ 669,715	\$ 182,310	\$2,187,720	\$ 656,410	\$1,531,309
16	Pangrango	5691	155311	\$ 62,602	\$ 86,018	\$ 23,416	\$ 280,991	\$ 164,103	\$ 116,888
17	Sangiang	5354	146120	\$ 58,898	\$ 80,928	\$ 22,030	\$ 264,364	\$ 246,154	\$ 18,210
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 606,681	\$ 833,605	\$ 226,924	\$2,723,089	\$ 369,231	\$2,353,858
21	Tidar	35507	968974	\$ 390,572	\$ 536,662	\$ 146,090	\$1,753,084	\$ 574,359	\$1,178,725
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 133,423	\$ 183,328	\$ 49,906	\$ 598,868	\$ 287,179	\$ 311,688
23	Umsini	41449	1131150	\$ 455,942	\$ 626,483	\$ 170,541	\$2,046,496	\$ 492,308	\$1,554,188
24	Wilis	7084	193330	\$ 77,927	\$ 107,075	\$ 29,148	\$ 349,776	\$ 287,179	\$ 62,596

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,833,718			\$ 2,255,955		\$ (36,089,673)	0.95
2	2019		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.91
3	2020		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.86
4	2021		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.82
5	2022		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.78
6	2023		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.75
7	2024		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.71
8	2025		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.68
9	2026		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.64
10	2027		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.61
11	2028		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.58
12	2029		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.56
13	2030		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.53
14	2031		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.51
15	2032		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.48
16	2033		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.46
17	2034		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.44
18	2035		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.42
19	2036		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.40
20	2037		\$ 19,581,291	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 12,419,447	0.38

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,371,117)	\$ (34,371,117)	0	0.0
2	2019	\$ 11,264,804	\$ (23,106,313)	0	0.0
3	2020	\$ 10,728,385	\$ (12,377,928)	0	0.0
4	2021	\$ 10,217,510	\$ (2,160,418)	0	0.0
5	2022	\$ 9,730,962	\$ 7,570,544	1	3.2
6	2023	\$ 9,267,583	\$ 16,838,126	2	0.0
7	2024	\$ 8,826,269	\$ 25,664,395	3	0.0
8	2025	\$ 8,405,971	\$ 34,070,366	4	0.0
9	2026	\$ 8,005,686	\$ 42,076,052	5	0.0
10	2027	\$ 7,624,463	\$ 49,700,515	6	0.0
11	2028	\$ 7,261,393	\$ 56,961,909	7	0.0
12	2029	\$ 6,915,613	\$ 63,877,521	8	0.0
13	2030	\$ 6,586,298	\$ 70,463,819	9	0.0
14	2031	\$ 6,272,665	\$ 76,736,484	10	0.0
15	2032	\$ 5,973,966	\$ 82,710,450	11	0.0
16	2033	\$ 5,689,492	\$ 88,399,942	12	0.0
17	2034	\$ 5,418,564	\$ 93,818,505	13	0.0
18	2035	\$ 5,160,537	\$ 98,979,042	14	0.0
19	2036	\$ 4,914,797	\$ 103,893,839	15	0.0
20	2037	\$ 4,680,759	\$ 108,574,598	16	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASIBUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,833,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,383,372
Depresiasi	\$ 1,522,517

LOANS

Investation	\$ 33,833,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,916,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 16,099,917
NPV	\$ 68,504,579
IRR	24%
Payback Periode	4.6

SKENARIO 2A - 7 LOKASIBUNKERING LNG \$ 11.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 128,793	\$ 169,273	\$ 40,480	\$ 485,757	\$ 328,205	\$ 157,552
2	Binaiya	9640	263085	\$ 110,864	\$ 145,709	\$ 34,845	\$ 418,136	\$ 246,154	\$ 171,983
3	B. Raya	11161	304583	\$ 128,351	\$ 168,692	\$ 40,341	\$ 484,091	\$ 246,154	\$ 237,937
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 430,457	\$ 565,750	\$ 135,293	\$ 1,623,516	\$ 328,205	\$1,295,310
5	Ciremai	35378	965461	\$ 406,845	\$ 534,717	\$ 127,872	\$ 1,534,462	\$ 410,256	\$1,124,206
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 448,348	\$ 589,265	\$ 140,916	\$ 1,690,996	\$ 451,282	\$1,239,714
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 646,445	\$ 849,623	\$ 203,178	\$ 2,438,139	\$ 738,462	\$1,699,677
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 406,291	\$ 533,989	\$ 127,698	\$ 1,532,372	\$ 369,231	\$1,163,141
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 128,662	\$ 169,101	\$ 40,439	\$ 485,264	\$ 410,256	\$ 75,007
10	Kelud	35781	976469	\$ 411,484	\$ 540,814	\$ 129,330	\$ 1,551,957	\$ 697,436	\$ 854,521
11	Labobar	44724	1220525	\$ 514,329	\$ 675,983	\$ 161,654	\$ 1,939,849	\$ 697,436	\$1,242,413
12	Lambelu	26197	714919	\$ 301,267	\$ 395,955	\$ 94,688	\$ 1,136,262	\$ 328,205	\$ 808,056
13	Lawit	10492	286322	\$ 120,656	\$ 158,578	\$ 37,922	\$ 455,067	\$ 369,231	\$ 85,836
14	Leuser	9831	268281	\$ 113,053	\$ 148,586	\$ 35,533	\$ 426,394	\$ 369,231	\$ 57,163
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 509,560	\$ 669,715	\$ 160,155	\$ 1,921,862	\$ 656,410	\$1,265,452
16	Pangrango	5691	155311	\$ 65,448	\$ 86,018	\$ 20,570	\$ 246,844	\$ 164,103	\$ 82,741
17	Sangiang	5354	146120	\$ 61,575	\$ 80,928	\$ 19,353	\$ 232,237	\$ 246,154	\$ (13,916)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 634,257	\$ 833,605	\$ 199,348	\$ 2,392,172	\$ 369,231	\$2,022,941
21	Tidar	35507	968974	\$ 408,325	\$ 536,662	\$ 128,337	\$ 1,540,044	\$ 574,359	\$ 965,686
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 139,487	\$ 183,328	\$ 43,841	\$ 526,092	\$ 287,179	\$ 238,912
23	Umsini	41449	1131150	\$ 476,666	\$ 626,483	\$ 149,817	\$ 1,797,801	\$ 492,308	\$1,305,493
24	Wilis	7084	193330	\$ 81,469	\$ 107,075	\$ 25,606	\$ 307,270	\$ 287,179	\$ 20,091

SKENARIO 2A - 7 LOKASIBUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,833,718			\$ 2,255,955		\$ (36,089,673)	0.95
2	2019		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.91
3	2020		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.86
4	2021		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.82
5	2022		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.78
6	2023		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.75
7	2024		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.71
8	2025		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.68
9	2026		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.64
10	2027		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.61
11	2028		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.58
12	2029		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.56
13	2030		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.53
14	2031		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.51
15	2032		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.48
16	2033		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.46
17	2034		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.44
18	2035		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.42
19	2036		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.40
20	2037		\$ 16,099,917	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 8,938,073	0.38

SKENARIO 2A - 7 LOKASIBUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,371,117)	\$ (34,371,117)	0	0.0
2	2019	\$ 8,107,096	\$ (26,264,022)	0	0.0
3	2020	\$ 7,721,044	\$ (18,542,978)	0	0.0
4	2021	\$ 7,353,375	\$ (11,189,603)	0	0.0
5	2022	\$ 7,003,214	\$ (4,186,389)	0	0.0
6	2023	\$ 6,669,728	\$ 2,483,339	1	4.6
7	2024	\$ 6,352,122	\$ 8,835,460	2	0.0
8	2025	\$ 6,049,640	\$ 14,885,100	3	0.0
9	2026	\$ 5,761,562	\$ 20,646,662	4	0.0
10	2027	\$ 5,487,202	\$ 26,133,863	5	0.0
11	2028	\$ 5,225,906	\$ 31,359,769	6	0.0
12	2029	\$ 4,977,054	\$ 36,336,823	7	0.0
13	2030	\$ 4,740,051	\$ 41,076,874	8	0.0
14	2031	\$ 4,514,334	\$ 45,591,208	9	0.0
15	2032	\$ 4,299,366	\$ 49,890,574	10	0.0
16	2033	\$ 4,094,634	\$ 53,985,208	11	0.0
17	2034	\$ 3,899,652	\$ 57,884,860	12	0.0
18	2035	\$ 3,713,954	\$ 61,598,814	13	0.0
19	2036	\$ 3,537,099	\$ 65,135,913	14	0.0
20	2037	\$ 3,368,666	\$ 68,504,579	15	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,833,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.0
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,383,372
Depresiasi	\$ 1,522,517

LOANS

Investation	\$ 33,833,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,916,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 12,618,543
NPV	\$ 28,434,559
IRR	14%
Payback Periode	8.2

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 134,393	\$ 169,273	\$ 34,880	\$ 418,561	\$ 328,205	\$ 90,355
2	Binaiya	9640	263085	\$ 115,684	\$ 145,709	\$ 30,025	\$ 360,294	\$ 246,154	\$ 114,140
3	B. Raya	11161	304583	\$ 133,932	\$ 168,692	\$ 34,760	\$ 417,125	\$ 246,154	\$ 170,971
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 449,172	\$ 565,750	\$ 116,577	\$ 1,398,930	\$ 328,205	\$ 1,070,724
5	Ciremai	35378	965461	\$ 424,534	\$ 534,717	\$ 110,183	\$ 1,322,195	\$ 410,256	\$ 911,939
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 467,842	\$ 589,265	\$ 121,423	\$ 1,457,075	\$ 451,282	\$ 1,005,793
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 674,551	\$ 849,623	\$ 175,072	\$ 2,100,863	\$ 738,462	\$ 1,362,402
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 423,956	\$ 533,989	\$ 110,033	\$ 1,320,394	\$ 369,231	\$ 951,163
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 134,256	\$ 169,101	\$ 34,845	\$ 418,135	\$ 410,256	\$ 7,879
10	Kelud	35781	976469	\$ 429,374	\$ 540,814	\$ 111,439	\$ 1,337,270	\$ 697,436	\$ 639,834
11	Labobar	44724	1220525	\$ 536,691	\$ 675,983	\$ 139,292	\$ 1,671,504	\$ 697,436	\$ 974,068
12	Lambelu	26197	714919	\$ 314,365	\$ 395,955	\$ 81,590	\$ 979,079	\$ 328,205	\$ 650,874
13	Lawit	10492	286322	\$ 125,902	\$ 158,578	\$ 32,676	\$ 392,116	\$ 369,231	\$ 22,885
14	Leuser	9831	268281	\$ 117,969	\$ 148,586	\$ 30,617	\$ 367,409	\$ 369,231	\$ (1,821)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 531,715	\$ 669,715	\$ 138,000	\$ 1,656,005	\$ 656,410	\$ 999,595
16	Pangrango	5691	155311	\$ 68,293	\$ 86,018	\$ 17,725	\$ 212,697	\$ 164,103	\$ 48,595
17	Sangiang	5354	146120	\$ 64,252	\$ 80,928	\$ 16,676	\$ 200,111	\$ 246,154	\$ (46,043)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 661,834	\$ 833,605	\$ 171,771	\$ 2,061,255	\$ 369,231	\$ 1,692,025
21	Tidar	35507	968974	\$ 426,079	\$ 536,662	\$ 110,584	\$ 1,327,005	\$ 574,359	\$ 752,646
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 145,552	\$ 183,328	\$ 37,776	\$ 453,316	\$ 287,179	\$ 166,136
23	Umsini	41449	1131150	\$ 497,391	\$ 626,483	\$ 129,092	\$ 1,549,105	\$ 492,308	\$ 1,056,797
24	Wilis	7084	193330	\$ 85,011	\$ 107,075	\$ 22,064	\$ 264,764	\$ 287,179	\$ (22,415)

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,833,718			\$ 2,255,955		\$ (36,089,673)	0.95
2	2019		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.91
3	2020		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.86
4	2021		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.82
5	2022		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.78
6	2023		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.75
7	2024		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.71
8	2025		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.68
9	2026		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.64
10	2027		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.61
11	2028		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.58
12	2029		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.56
13	2030		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.53
14	2031		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.51
15	2032		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.48
16	2033		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.46
17	2034		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.44
18	2035		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.42
19	2036		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.40
20	2037		\$ 12,618,543	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 5,456,699	0.38

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (34,371,117)	\$ (34,371,117)	0	0.0
2	2019	\$ 4,949,387	\$ (29,421,730)	0	0.0
3	2020	\$ 4,713,702	\$ (24,708,028)	0	0.0
4	2021	\$ 4,489,240	\$ (20,218,788)	0	0.0
5	2022	\$ 4,275,467	\$ (15,943,322)	0	0.0
6	2023	\$ 4,071,873	\$ (11,871,449)	0	0.0
7	2024	\$ 3,877,974	\$ (7,993,475)	0	0.0
8	2025	\$ 3,693,309	\$ (4,300,166)	0	0.0
9	2026	\$ 3,517,437	\$ (782,729)	0	0.0
10	2027	\$ 3,349,940	\$ 2,567,211	1	8.2
11	2028	\$ 3,190,419	\$ 5,757,630	2	0.0
12	2029	\$ 3,038,494	\$ 8,796,124	3	0.0
13	2030	\$ 2,893,804	\$ 11,689,928	4	0.0
14	2031	\$ 2,756,004	\$ 14,445,932	5	0.0
15	2032	\$ 2,624,766	\$ 17,070,698	6	0.0
16	2033	\$ 2,499,777	\$ 19,570,474	7	0.0
17	2034	\$ 2,380,740	\$ 21,951,214	8	0.0
18	2035	\$ 2,267,371	\$ 24,218,585	9	0.0
19	2036	\$ 2,159,401	\$ 26,377,987	10	0.0
20	2037	\$ 2,056,573	\$ 28,434,559	11	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 33,833,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,383,372
Depresiasi	\$ 1,522,517

LOANS

Investation	\$ 33,833,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,916,859
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 9,137,170
NPV	\$ (11,635,460)
IRR	0%
Payback Periode	0.0

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 139,992	\$ 169,273	\$ 29,280	\$ 351,364	\$ 328,205	\$ 23,159
2	Binaiya	9640	263085	\$ 120,504	\$ 145,709	\$ 25,204	\$ 302,452	\$ 246,154	\$ 56,298
3	B. Raya	11161	304583	\$ 139,512	\$ 168,692	\$ 29,180	\$ 350,159	\$ 246,154	\$ 104,006
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 467,888	\$ 565,750	\$ 97,862	\$ 1,174,343	\$ 328,205	\$ 846,138
5	Ciremai	35378	965461	\$ 442,223	\$ 534,717	\$ 92,494	\$ 1,109,928	\$ 410,256	\$ 699,671
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 487,335	\$ 589,265	\$ 101,930	\$ 1,223,154	\$ 451,282	\$ 771,872
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 702,657	\$ 849,623	\$ 146,966	\$ 1,763,588	\$ 738,462	\$ 1,025,126
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 441,621	\$ 533,989	\$ 92,368	\$ 1,108,416	\$ 369,231	\$ 739,185
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 139,850	\$ 169,101	\$ 29,251	\$ 351,007	\$ 410,256	\$ (59,249)
10	Kelud	35781	976469	\$ 447,265	\$ 540,814	\$ 93,549	\$ 1,122,583	\$ 697,436	\$ 425,147
11	Labobar	44724	1220525	\$ 559,053	\$ 675,983	\$ 116,930	\$ 1,403,158	\$ 697,436	\$ 705,722
12	Lambelu	26197	714919	\$ 327,464	\$ 395,955	\$ 68,491	\$ 821,896	\$ 328,205	\$ 493,691
13	Lawit	10492	286322	\$ 131,148	\$ 158,578	\$ 27,430	\$ 329,165	\$ 369,231	\$ (40,065)
14	Leuser	9831	268281	\$ 122,884	\$ 148,586	\$ 25,702	\$ 308,425	\$ 369,231	\$ (60,806)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 553,869	\$ 669,715	\$ 115,846	\$ 1,390,148	\$ 656,410	\$ 733,737
16	Pangrango	5691	155311	\$ 71,139	\$ 86,018	\$ 14,879	\$ 178,551	\$ 164,103	\$ 14,448
17	Sangiang	5354	146120	\$ 66,929	\$ 80,928	\$ 13,999	\$ 167,985	\$ 246,154	\$ (78,169)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 689,410	\$ 833,605	\$ 144,195	\$ 1,730,339	\$ 369,231	\$ 1,361,108
21	Tidar	35507	968974	\$ 443,832	\$ 536,662	\$ 92,830	\$ 1,113,966	\$ 574,359	\$ 539,607
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 151,617	\$ 183,328	\$ 31,712	\$ 380,540	\$ 287,179	\$ 93,360
23	Umsini	41449	1131150	\$ 518,116	\$ 626,483	\$ 108,367	\$ 1,300,410	\$ 492,308	\$ 808,102
24	Wilis	7084	193330	\$ 88,553	\$ 107,075	\$ 18,522	\$ 222,259	\$ 287,179	\$ (64,921)

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 33,833,718			\$ 2,255,955		\$ (36,089,673)	0.95
2	2019		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.91
3	2020		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.86
4	2021		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.82
5	2022		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.78
6	2023		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.75
7	2024		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.71
8	2025		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.68
9	2026		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.64
10	2027		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.61
11	2028		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.58
12	2029		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.56
13	2030		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.53
14	2031		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.51
15	2032		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.48
16	2033		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.46
17	2034		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.44
18	2035		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.42
19	2036		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.40
20	2037		\$ 9,137,170	\$ 3,383,371.8	\$ 2,255,955	\$ 1,522,517.3	\$ 1,975,325	0.38

SKENARIO 2A - 7 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018			0	0.0
2	2018	\$ (34,371,117)	\$ (34,371,117)	0	0.0
3	2018	\$ 1,791,678	\$ (32,579,439)	0	0.0
4	2018	\$ 1,706,360	\$ (30,873,079)	0	0.0
5	2018	\$ 1,625,105	\$ (29,247,974)	0	0.0
6	2018	\$ 1,547,719	\$ (27,700,255)	0	0.0
7	2018	\$ 1,474,018	\$ (26,226,237)	0	0.0
8	2018	\$ 1,403,827	\$ (24,822,410)	0	0.0
9	2018	\$ 1,336,978	\$ (23,485,432)	0	0.0
10	2018	\$ 1,273,312	\$ (22,212,120)	0	0.0
11	2018	\$ 1,212,678	\$ (20,999,441)	0	0.0
12	2018	\$ 1,154,932	\$ (19,844,510)	0	0.0
13	2018	\$ 1,099,935	\$ (18,744,574)	0	0.0
14	2018	\$ 1,047,557	\$ (17,697,017)	0	0.0
15	2018	\$ 997,673	\$ (16,699,344)	0	0.0
16	2018	\$ 950,165	\$ (15,749,179)	0	0.0
17	2018	\$ 904,919	\$ (14,844,259)	0	0.0
18	2018	\$ 861,828	\$ (13,982,431)	0	0.0
19	2018	\$ 820,788	\$ (13,161,643)	0	0.0
20	2018	\$ 781,703	\$ (12,379,940)	0	0.0
21	2018	\$ 744,479	\$ (11,635,460)	0	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 32,538,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.0
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,253,872
Depresiasi	\$ 1,464,242

LOANS

Investation	\$ 32,538,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,269,359
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 19,581,291
NPV	\$ 113,045,272
IRR	36%
Payback Periode	3.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 11.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 123,193	\$ 169,273	\$ 46,079	\$ 552,953	\$ 328,205	\$ 224,748
2	Binaiya	9640	263085	\$ 106,044	\$ 145,709	\$ 39,665	\$ 475,979	\$ 246,154	\$ 229,825
3	B. Raya	11161	304583	\$ 122,771	\$ 168,692	\$ 45,921	\$ 551,057	\$ 246,154	\$ 304,903
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 411,741	\$ 565,750	\$ 154,008	\$ 1,848,102	\$ 328,205	\$ 1,519,897
5	Ciremai	35378	965461	\$ 389,156	\$ 534,717	\$ 145,561	\$ 1,746,729	\$ 410,256	\$ 1,336,473
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 428,855	\$ 589,265	\$ 160,410	\$ 1,924,917	\$ 451,282	\$ 1,473,635
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 618,338	\$ 849,623	\$ 231,285	\$ 2,775,414	\$ 738,462	\$ 2,036,952
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 388,626	\$ 533,989	\$ 145,363	\$ 1,744,350	\$ 369,231	\$ 1,375,119
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 123,068	\$ 169,101	\$ 46,033	\$ 552,392	\$ 410,256	\$ 142,135
10	Kelud	35781	976469	\$ 393,593	\$ 540,814	\$ 147,220	\$ 1,766,644	\$ 697,436	\$ 1,069,209
11	Labobar	44724	1220525	\$ 491,967	\$ 675,983	\$ 184,016	\$ 2,208,195	\$ 697,436	\$ 1,510,759
12	Lambelu	26197	714919	\$ 288,168	\$ 395,955	\$ 107,787	\$ 1,293,444	\$ 328,205	\$ 965,239
13	Lawit	10492	286322	\$ 115,410	\$ 158,578	\$ 43,168	\$ 518,018	\$ 369,231	\$ 148,787
14	Leuser	9831	268281	\$ 108,138	\$ 148,586	\$ 40,448	\$ 485,378	\$ 369,231	\$ 116,147
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 487,405	\$ 669,715	\$ 182,310	\$ 2,187,720	\$ 656,410	\$ 1,531,309
16	Pangrango	5691	155311	\$ 62,602	\$ 86,018	\$ 23,416	\$ 280,991	\$ 164,103	\$ 116,888
17	Sangiang	5354	146120	\$ 58,898	\$ 80,928	\$ 22,030	\$ 264,364	\$ 246,154	\$ 18,210
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 606,681	\$ 833,605	\$ 226,924	\$ 2,723,089	\$ 369,231	\$ 2,353,858
21	Tidar	35507	968974	\$ 390,572	\$ 536,662	\$ 146,090	\$ 1,753,084	\$ 574,359	\$ 1,178,725
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 133,423	\$ 183,328	\$ 49,906	\$ 598,868	\$ 287,179	\$ 311,688
23	Umsini	41449	1131150	\$ 455,942	\$ 626,483	\$ 170,541	\$ 2,046,496	\$ 492,308	\$ 1,554,188
24	Wilis	7084	193330	\$ 77,927	\$ 107,075	\$ 29,148	\$ 349,776	\$ 287,179	\$ 62,596

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 32,538,718			\$ 2,169,608		\$ (34,708,326)	0.95
2	2019		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.91
3	2020		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.86
4	2021		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.82
5	2022		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.78
6	2023		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.75
7	2024		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.71
8	2025		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.68
9	2026		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.64
10	2027		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.61
11	2028		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.58
12	2029		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.56
13	2030		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.53
14	2031		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.51
15	2032		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.48
16	2033		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.46
17	2034		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.44
18	2035		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.42
19	2036		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.40
20	2037		\$ 19,581,291	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 12,693,570	0.38

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (33,055,548)	\$ (33,055,548)	0	0.0
2	2019	\$ 11,513,442	\$ (21,542,106)	0	0.0
3	2020	\$ 10,965,183	\$ (10,576,924)	0	0.0
4	2021	\$ 10,443,031	\$ (133,893)	0	0.0
5	2022	\$ 9,945,744	\$ 9,811,851	1	3.0
6	2023	\$ 9,472,137	\$ 19,283,988	2	0.0
7	2024	\$ 9,021,083	\$ 28,305,071	3	0.0
8	2025	\$ 8,591,508	\$ 36,896,579	4	0.0
9	2026	\$ 8,182,388	\$ 45,078,967	5	0.0
10	2027	\$ 7,792,751	\$ 52,871,718	6	0.0
11	2028	\$ 7,421,667	\$ 60,293,385	7	0.0
12	2029	\$ 7,068,255	\$ 67,361,639	8	0.0
13	2030	\$ 6,731,671	\$ 74,093,310	9	0.0
14	2031	\$ 6,411,115	\$ 80,504,426	10	0.0
15	2032	\$ 6,105,824	\$ 86,610,250	11	0.0
16	2033	\$ 5,815,070	\$ 92,425,320	12	0.0
17	2034	\$ 5,538,162	\$ 97,963,482	13	0.0
18	2035	\$ 5,274,440	\$ 103,237,923	14	0.0
19	2036	\$ 5,023,277	\$ 108,261,199	15	0.0
20	2037	\$ 4,784,073	\$ 113,045,272	16	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 32,538,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 11.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,253,872
Depresiasi	\$ 1,464,242

LOANS

Investation	\$ 32,538,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,269,359
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 16,099,917
NPV	\$ 72,975,253
IRR	26%
Payback Periode	4.3

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 11.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 128,793	\$ 169,273	\$ 40,480	\$ 485,757	\$ 328,205	\$ 157,552
2	Binaiya	9640	263085	\$ 110,864	\$ 145,709	\$ 34,845	\$ 418,136	\$ 246,154	\$ 171,983
3	B. Raya	11161	304583	\$ 128,351	\$ 168,692	\$ 40,341	\$ 484,091	\$ 246,154	\$ 237,937
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 430,457	\$ 565,750	\$ 135,293	\$1,623,516	\$ 328,205	\$1,295,310
5	Ciremai	35378	965461	\$ 406,845	\$ 534,717	\$ 127,872	\$1,534,462	\$ 410,256	\$1,124,206
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 448,348	\$ 589,265	\$ 140,916	\$1,690,996	\$ 451,282	\$1,239,714
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 646,445	\$ 849,623	\$ 203,178	\$2,438,139	\$ 738,462	\$1,699,677
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 406,291	\$ 533,989	\$ 127,698	\$1,532,372	\$ 369,231	\$1,163,141
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 128,662	\$ 169,101	\$ 40,439	\$ 485,264	\$ 410,256	\$ 75,007
10	Kelud	35781	976469	\$ 411,484	\$ 540,814	\$ 129,330	\$1,551,957	\$ 697,436	\$ 854,521
11	Labobar	44724	1220525	\$ 514,329	\$ 675,983	\$ 161,654	\$1,939,849	\$ 697,436	\$1,242,413
12	Lambelu	26197	714919	\$ 301,267	\$ 395,955	\$ 94,688	\$1,136,262	\$ 328,205	\$ 808,056
13	Lawit	10492	286322	\$ 120,656	\$ 158,578	\$ 37,922	\$ 455,067	\$ 369,231	\$ 85,836
14	Leuser	9831	268281	\$ 113,053	\$ 148,586	\$ 35,533	\$ 426,394	\$ 369,231	\$ 57,163
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 509,560	\$ 669,715	\$ 160,155	\$1,921,862	\$ 656,410	\$1,265,452
16	Pangrango	5691	155311	\$ 65,448	\$ 86,018	\$ 20,570	\$ 246,844	\$ 164,103	\$ 82,741
17	Sangiang	5354	146120	\$ 61,575	\$ 80,928	\$ 19,353	\$ 232,237	\$ 246,154	\$ (13,916)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 634,257	\$ 833,605	\$ 199,348	\$2,392,172	\$ 369,231	\$2,022,941
21	Tidar	35507	968974	\$ 408,325	\$ 536,662	\$ 128,337	\$1,540,044	\$ 574,359	\$ 965,686
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 139,487	\$ 183,328	\$ 43,841	\$ 526,092	\$ 287,179	\$ 238,912
23	Umsini	41449	1131150	\$ 476,666	\$ 626,483	\$ 149,817	\$1,797,801	\$ 492,308	\$1,305,493
24	Wilis	7084	193330	\$ 81,469	\$ 107,075	\$ 25,606	\$ 307,270	\$ 287,179	\$ 20,091

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 32,538,718			\$ 2,169,608		\$ (34,708,326)	0.95
2	2019		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.91
3	2020		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.86
4	2021		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.82
5	2022		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.78
6	2023		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.75
7	2024		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.71
8	2025		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.68
9	2026		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.64
10	2027		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.61
11	2028		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.58
12	2029		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.56
13	2030		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.53
14	2031		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.51
15	2032		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.48
16	2033		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.46
17	2034		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.44
18	2035		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.42
19	2036		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.40
20	2037		\$ 16,099,917	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 9,212,196	0.38

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$11.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (33,055,548)	\$ (33,055,548)	0	0.0
2	2019	\$ 8,355,733	\$ (24,699,815)	0	0.0
3	2020	\$ 7,957,841	\$ (16,741,974)	0	0.0
4	2021	\$ 7,578,896	\$ (9,163,078)	0	0.0
5	2022	\$ 7,217,996	\$ (1,945,081)	0	0.0
6	2023	\$ 6,874,282	\$ 4,929,201	1	4.3
7	2024	\$ 6,546,935	\$ 11,476,136	2	0.0
8	2025	\$ 6,235,177	\$ 17,711,313	3	0.0
9	2026	\$ 5,938,263	\$ 23,649,576	4	0.0
10	2027	\$ 5,655,489	\$ 29,305,065	5	0.0
11	2028	\$ 5,386,180	\$ 34,691,245	6	0.0
12	2029	\$ 5,129,695	\$ 39,820,941	7	0.0
13	2030	\$ 4,885,424	\$ 44,706,365	8	0.0
14	2031	\$ 4,652,785	\$ 49,359,150	9	0.0
15	2032	\$ 4,431,224	\$ 53,790,373	10	0.0
16	2033	\$ 4,220,213	\$ 58,010,586	11	0.0
17	2034	\$ 4,019,250	\$ 62,029,837	12	0.0
18	2035	\$ 3,827,858	\$ 65,857,694	13	0.0
19	2036	\$ 3,645,579	\$ 69,503,273	14	0.0
20	2037	\$ 3,471,980	\$ 72,975,253	15	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 32,538,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.0
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,253,872
Depresiasi	\$ 1,464,242

LOANS

Investation	\$ 32,538,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,269,359
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 12,618,543
NPV	\$ 32,905,233
IRR	15%
Payback Periode	7.4

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12.0 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 134,393	\$ 169,273	\$ 34,880	\$ 418,561	\$ 328,205	\$ 90,355
2	Binaiya	9640	263085	\$ 115,684	\$ 145,709	\$ 30,025	\$ 360,294	\$ 246,154	\$ 114,140
3	B. Raya	11161	304583	\$ 133,932	\$ 168,692	\$ 34,760	\$ 417,125	\$ 246,154	\$ 170,971
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 449,172	\$ 565,750	\$ 116,577	\$ 1,398,930	\$ 328,205	\$ 1,070,724
5	Ciremai	35378	965461	\$ 424,534	\$ 534,717	\$ 110,183	\$ 1,322,195	\$ 410,256	\$ 911,939
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 467,842	\$ 589,265	\$ 121,423	\$ 1,457,075	\$ 451,282	\$ 1,005,793
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 674,551	\$ 849,623	\$ 175,072	\$ 2,100,863	\$ 738,462	\$ 1,362,402
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 423,956	\$ 533,989	\$ 110,033	\$ 1,320,394	\$ 369,231	\$ 951,163
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 134,256	\$ 169,101	\$ 34,845	\$ 418,135	\$ 410,256	\$ 7,879
10	Kelud	35781	976469	\$ 429,374	\$ 540,814	\$ 111,439	\$ 1,337,270	\$ 697,436	\$ 639,834
11	Labobar	44724	1220525	\$ 536,691	\$ 675,983	\$ 139,292	\$ 1,671,504	\$ 697,436	\$ 974,068
12	Lambelu	26197	714919	\$ 314,365	\$ 395,955	\$ 81,590	\$ 979,079	\$ 328,205	\$ 650,874
13	Lawit	10492	286322	\$ 125,902	\$ 158,578	\$ 32,676	\$ 392,116	\$ 369,231	\$ 22,885
14	Leuser	9831	268281	\$ 117,969	\$ 148,586	\$ 30,617	\$ 367,409	\$ 369,231	\$ (1,821)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 531,715	\$ 669,715	\$ 138,000	\$ 1,656,005	\$ 656,410	\$ 999,595
16	Pangrango	5691	155311	\$ 68,293	\$ 86,018	\$ 17,725	\$ 212,697	\$ 164,103	\$ 48,595
17	Sangiang	5354	146120	\$ 64,252	\$ 80,928	\$ 16,676	\$ 200,111	\$ 246,154	\$ (46,043)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 661,834	\$ 833,605	\$ 171,771	\$ 2,061,255	\$ 369,231	\$ 1,692,025
21	Tidar	35507	968974	\$ 426,079	\$ 536,662	\$ 110,584	\$ 1,327,005	\$ 574,359	\$ 752,646
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 145,552	\$ 183,328	\$ 37,776	\$ 453,316	\$ 287,179	\$ 166,136
23	Umsini	41449	1131150	\$ 497,391	\$ 626,483	\$ 129,092	\$ 1,549,105	\$ 492,308	\$ 1,056,797
24	Wilis	7084	193330	\$ 85,011	\$ 107,075	\$ 22,064	\$ 264,764	\$ 287,179	\$ (22,415)

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$12.0 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 32,538,718			\$ 2,169,608		\$ (34,708,326)	0.95
2	2019		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.91
3	2020		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.86
4	2021		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.82
5	2022		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.78
6	2023		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.75
7	2024		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.71
8	2025		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.68
9	2026		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.64
10	2027		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.61
11	2028		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.58
12	2029		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.56
13	2030		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.53
14	2031		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.51
15	2032		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.48
16	2033		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.46
17	2034		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.44
18	2035		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.42
19	2036		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.40
20	2037		\$ 12,618,543	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 5,730,822	0.38

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (33,055,548)	\$ (33,055,548)	0	0.0
2	2019	\$ 5,198,024	\$ (27,857,524)	0	0.0
3	2020	\$ 4,950,499	\$ (22,907,024)	0	0.0
4	2021	\$ 4,714,761	\$ (18,192,263)	0	0.0
5	2022	\$ 4,490,249	\$ (13,702,014)	0	0.0
6	2023	\$ 4,276,427	\$ (9,425,587)	0	0.0
7	2024	\$ 4,072,788	\$ (5,352,799)	0	0.0
8	2025	\$ 3,878,846	\$ (1,473,953)	0	0.0
9	2026	\$ 3,694,139	\$ 2,220,186	1	7.4
10	2027	\$ 3,518,227	\$ 5,738,413	2	0.0
11	2028	\$ 3,350,693	\$ 9,089,106	3	0.0
12	2029	\$ 3,191,136	\$ 12,280,242	4	0.0
13	2030	\$ 3,039,177	\$ 15,319,419	5	0.0
14	2031	\$ 2,894,454	\$ 18,213,874	6	0.0
15	2032	\$ 2,756,623	\$ 20,970,497	7	0.0
16	2033	\$ 2,625,356	\$ 23,595,853	8	0.0
17	2034	\$ 2,500,339	\$ 26,096,191	9	0.0
18	2035	\$ 2,381,275	\$ 28,477,466	10	0.0
19	2036	\$ 2,267,881	\$ 30,745,347	11	0.0
20	2037	\$ 2,159,886	\$ 32,905,233	12	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

INPUT

Investment	\$ 32,538,718
LNG Buy per mmbtu	\$ 12.5
HSD Buy per liter	\$ 0.6
Container Cost per trip	\$ 1,538
Inflasi	5%
Maintenance	\$ 3,253,872
Depresiasi	\$ 1,464,242

LOANS

Investation	\$ 32,538,718
Loans Percentage	50%
Loans Periode	15
Loans	\$ 16,269,359
Interest	10.25%

OUTPUT

Saving per year	\$ 9,137,170
NPV	\$ (7,164,786)
IRR	2%
Payback Periode	0.0

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$ 12.5 HSD \$ 0.55

No	Kapal	LNG mmbtu/mnt	HSD liters/mnth	LNG /month	HSD /month	Saving /month	Saving /year	Opportunit y Lost	Total Saving /year
1	Awu	11199	305631	\$ 139,992	\$ 169,273	\$ 29,280	\$ 351,364	\$ 328,205	\$ 23,159
2	Binaiya	9640	263085	\$ 120,504	\$ 145,709	\$ 25,204	\$ 302,452	\$ 246,154	\$ 56,298
3	B. Raya	11161	304583	\$ 139,512	\$ 168,692	\$ 29,180	\$ 350,159	\$ 246,154	\$ 104,006
4	B. Siguntang	37431	1021492	\$ 467,888	\$ 565,750	\$ 97,862	\$1,174,343	\$ 328,205	\$ 846,138
5	Ciremai	35378	965461	\$ 442,223	\$ 534,717	\$ 92,494	\$1,109,928	\$ 410,256	\$ 699,671
6	Dobonsolo	38987	1063950	\$ 487,335	\$ 589,265	\$ 101,930	\$1,223,154	\$ 451,282	\$ 771,872
7	Dorolonda	56213	1534041	\$ 702,657	\$ 849,623	\$ 146,966	\$1,763,588	\$ 738,462	\$1,025,126
8	G. Dempo	35330	964146	\$ 441,621	\$ 533,989	\$ 92,368	\$1,108,416	\$ 369,231	\$ 739,185
9	Kelimutu	11188	305321	\$ 139,850	\$ 169,101	\$ 29,251	\$ 351,007	\$ 410,256	\$ (59,249)
10	Kelud	35781	976469	\$ 447,265	\$ 540,814	\$ 93,549	\$1,122,583	\$ 697,436	\$ 425,147
11	Labobar	44724	1220525	\$ 559,053	\$ 675,983	\$ 116,930	\$1,403,158	\$ 697,436	\$ 705,722
12	Lambelu	26197	714919	\$ 327,464	\$ 395,955	\$ 68,491	\$ 821,896	\$ 328,205	\$ 493,691
13	Lawit	10492	286322	\$ 131,148	\$ 158,578	\$ 27,430	\$ 329,165	\$ 369,231	\$ (40,065)
14	Leuser	9831	268281	\$ 122,884	\$ 148,586	\$ 25,702	\$ 308,425	\$ 369,231	\$ (60,806)
15	Nggappulu	44310	1209208	\$ 553,869	\$ 669,715	\$ 115,846	\$1,390,148	\$ 656,410	\$ 733,737
16	Pangrango	5691	155311	\$ 71,139	\$ 86,018	\$ 14,879	\$ 178,551	\$ 164,103	\$ 14,448
17	Sangiang	5354	146120	\$ 66,929	\$ 80,928	\$ 13,999	\$ 167,985	\$ 246,154	\$ (78,169)
18	Sinabung	55153	1505120	\$ 689,410	\$ 833,605	\$ 144,195	\$1,730,339	\$ 369,231	\$1,361,108
21	Tidar	35507	968974	\$ 443,832	\$ 536,662	\$ 92,830	\$1,113,966	\$ 574,359	\$ 539,607
22	Tilongkabila	12129	331009	\$ 151,617	\$ 183,328	\$ 31,712	\$ 380,540	\$ 287,179	\$ 93,360
23	Umsini	41449	1131150	\$ 518,116	\$ 626,483	\$ 108,367	\$1,300,410	\$ 492,308	\$ 808,102
24	Wilis	7084	193330	\$ 88,553	\$ 107,075	\$ 18,522	\$ 222,259	\$ 287,179	\$ (64,921)

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Capex	Revenue	Opex	Payment Loans	Depresiasi	Cashflow	Discount Factor
1	2018	\$ 32,538,718			\$ 2,169,608		\$ (34,708,326)	0.95
2	2019		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.91
3	2020		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.86
4	2021		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.82
5	2022		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.78
6	2023		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.75
7	2024		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.71
8	2025		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.68
9	2026		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.64
10	2027		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.61
11	2028		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.58
12	2029		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.56
13	2030		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.53
14	2031		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.51
15	2032		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.48
16	2033		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.46
17	2034		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.44
18	2035		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.42
19	2036		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.40
20	2037		\$ 9,137,170	\$ 3,253,871.8	\$ 2,169,608	\$ 1,464,242.3	\$ 2,249,448	0.38

SKENARIO 3A - 8 LOKASI BUNKERING LNG \$12.5 HSD \$0.55

No	Tahun	Cashflow Discounted	Cumulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018	\$ (33,055,548)	\$ (33,055,548)	0	0.0
2	2019	\$ 2,040,316	\$ (31,015,233)	0	0.0
3	2020	\$ 1,943,158	\$ (29,072,075)	0	0.0
4	2021	\$ 1,850,626	\$ (27,221,448)	0	0.0
5	2022	\$ 1,762,501	\$ (25,458,947)	0	0.0
6	2023	\$ 1,678,573	\$ (23,780,374)	0	0.0
7	2024	\$ 1,598,641	\$ (22,181,734)	0	0.0
8	2025	\$ 1,522,515	\$ (20,659,219)	0	0.0
9	2026	\$ 1,450,014	\$ (19,209,205)	0	0.0
10	2027	\$ 1,380,966	\$ (17,828,239)	0	0.0
11	2028	\$ 1,315,206	\$ (16,513,033)	0	0.0
12	2029	\$ 1,252,577	\$ (15,260,456)	0	0.0
13	2030	\$ 1,192,930	\$ (14,067,526)	0	0.0
14	2031	\$ 1,136,124	\$ (12,931,402)	0	0.0
15	2032	\$ 1,082,023	\$ (11,849,379)	0	0.0
16	2033	\$ 1,030,498	\$ (10,818,881)	0	0.0
17	2034	\$ 981,427	\$ (9,837,455)	0	0.0
18	2035	\$ 934,692	\$ (8,902,762)	0	0.0
19	2036	\$ 890,183	\$ (8,012,580)	0	0.0
20	2037	\$ 847,793	\$ (7,164,786)	0	0.0

LAMPIRAN II

KUESIONER

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Kuesioner Pemilihan Sistem Bunkering

A. Pengantar dan Tujuan Kuesioner

Kuesioner ini dibuat untuk mendapatkan pembobotan penilaian terhadap pemilihan sistem bunkering LNG dengan menggunakan AHP (Analytic Hierarchy Process).

B. Penjelasan Singkat Materi Kuesioner

Sistem pengisian bahan bakar LNG ke kapal penumpang Pelni pada studi kali memilih antara 2 sistem, yaitu *truck to ship* (TTS) dan *ship to ship* (STS). Pada delapan pelabuhan yang akan dipakai untuk bunkering LNG akan terpilih satu sistem yang akan dipakai. Pelabuhan yang akan dipakai adalah Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar, Bau-bau, Ambon, Sorong dan Jayapura. Pada sistem *truck to ship* (TTS) dan *ship to ship* (STS), truk dan kapal bunker akan berangkat dari *LNG Receiving Terminal* menuju pelabuhan bunkering.

1. Ship to Ship

Bunkering dengan sistem *ship to ship* (STS) menggunakan kapal bunker yang akan membawa LNG dari terminal penerima LNG menuju pelabuhan bunkering di mana kapal Pelni akan melakukan bunkering LNG. Metode ini cocok digunakan jika jarak antara terminal penerima LNG menuju pelabuhan bunkering memerlukan beberapa jam perjalanan dan jumlah LNG yang diperlukan dalam jumlah besar.

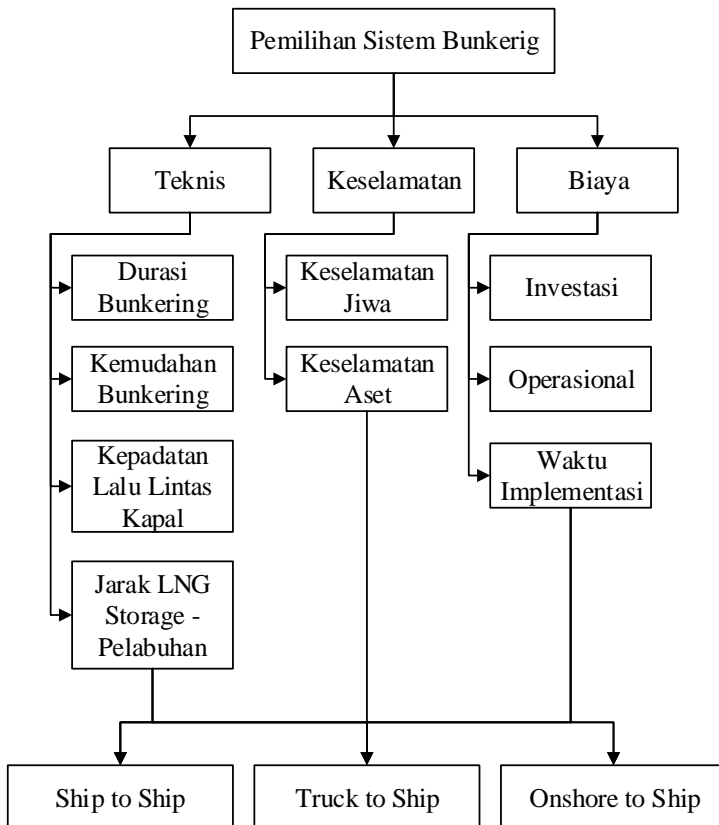
2. Truck to Ship

Proses bunkering dengan *truck to ship* (TTS) menggunakan truk. Metode ini cocok digunakan jika jarak antara terminal penerima LNG menuju pelabuhan dirasa dekat dan jumlah LNG yang diperlukan sedikit sesuai dengan kapasitas yang bisa dibawa oleh truk.

Berdasarkan beberapa kriteria dan diturunkan menjadi sub-kriteria yang dijelaskan pada diagram dibawah. Tahap awal adalah

pembobotan antar kriteria dan sub-kriteria pada satu kriteria. Selanjutnya pembobotan sub-kriteria pada masing-masing alternatif.

Regards,
Adi Mas Nizar
4212100100



1. Teknis

Kriteria teknis ditujukan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang teknis bunkering dilakukan.

1) Durasi Bunkering

Lama waktu yang dibutuhkan untuk melakukan bunkering. Bunkering dengan menggunakan metode *ship to ship* (STS) memerlukan waktu yang lebih lama dibandingkan dengan *truck to ship* (TTS).

2) Kemudahan Bunkering

Kemudahan bunkering mempertimbangkan tingkat kesulitan saat proses bunkering.

3) Kepadatan Lalu Lintas

Kepadatan lalu lintas seperti kepadatan kapal pada sebuah pelabuhan. Juga kepadatan lalu lintas di jalan raya yang mempengaruhi perjalanan truk LNG.

4) Jarak Terminal Penerima LNG - Pelabuhan

Jarak antara LNG Storage menuju pelabuhan menunjukkan waktu yang dibutuhkan kapal bunker dan truk untuk mencapai pelabuhan.

2. Keselamatan

Kriteria keselamatan ditunjukkan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang keselamatan.

1) Keselamatan Jiwa

Memiliki arti bahwa sistem bunkering yang dipilih dapat menjamin keselamatan publik atau orang yang ada di sekitar lokasi proses bunkering dilakukan.

2) Keselamatan Aset

Selain keselamatan jiwa, sistem bunkering yang dipilih dapat menjamin keselamatan aset baik dari penyedia gas maupun Peln.

3. Biaya

Kriteria biaya ditujukan untuk memberikan pertimbangan dari sudut pandang biaya dengan sub-kriteria berupa:

1) Investasi

Besarnya investasi yang diperlukan dalam menyiapkan sistem bunkering. Untuk sistem bunkering *ship to ship* (STS), diperlukan investasi berupa kapal bunker, *truck to ship* (TTS) memerlukan truk.

2) Operasional

Besarnya biaya yang dikeluarkan untuk melakukan bunkering, termasuk di dalamnya adalah biaya bahan bakar dan biaya perawatan.

3) Waktu Implementasi

Durasi waktu yang dibutuhkan untuk pembangunan dan pengadaan sampai sistem bunkering siap untuk melakukan fungsinya.

A. Pembobotan Kriteria

Penilaian pembobotan ini digunakan untuk mengetahui bobot pada masing-masing kriteria dan setiap kriteria tersebut juga memiliki beberapa sub-kriteria. Pengisian kuesioner dilakukan dengan melingkari angka yang mempresentasikan tingkat kepentingan dari setiap kriteria.

Range Nilai

1	Kedua opsi sama penting
2	Salah satu opsi sedikit lebih penting
3	Salah satu opsi lebih penting dari pada yang lain
4	Salah satu opsi jelas lebih penting daripada yang lain
5	Salah satu opsi mutlak lebih penting daripada yang lain

Contoh Pengisian Kuesioner

Opsi I	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Opsi II
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------

Pembobotan Antar Kriteria

Teknis	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Keselamatan
Teknis	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Biaya
Keselamatan	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Biaya

Pembobotan Kriteria Teknis

Durasi Bunkering	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Kemudahan Bunkering
Durasi Bunkering	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Kepadatan Lalu Lintas
Durasi Bunkering	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Jarak LNG Storage - Pelabuhan
Kemudahan Bunkering	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Kepadatan Lalu Lintas

Kemudahan Bunkering	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Jarak LNG Storage - Pelabuhan
Kepadatan Lalu Lintas	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Jarak LNG Storage - Pelabuhan

Pembobotan Kriteria Keselamatan

Jiwa	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Aset
------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------

Pembobotan Kriteria Biaya

Investasi	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Operasional
Investasi	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Waktu Implementasi
Operasional	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Waktu Implementasi

B. Pembobotan sub-kriteria pada alternatif

Penilaian pembobotan ini digunakan untuk mengetahui bobot pada masing-masing sub kriteria pada setiap alternatif.

Durasi Bunkering

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Kemudahan Bunkering

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Kepadatan Lalu Lintas

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Jarak Terminal Penerima LNG - Pelabuhan

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Keselamatan Jiwa

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Keselamatan Aset

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Investasi

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Operasional

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

Waktu Implementasi

Ship to Ship	5	4	3	2	1	2	3	4	5	Truck to Ship
--------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------------

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

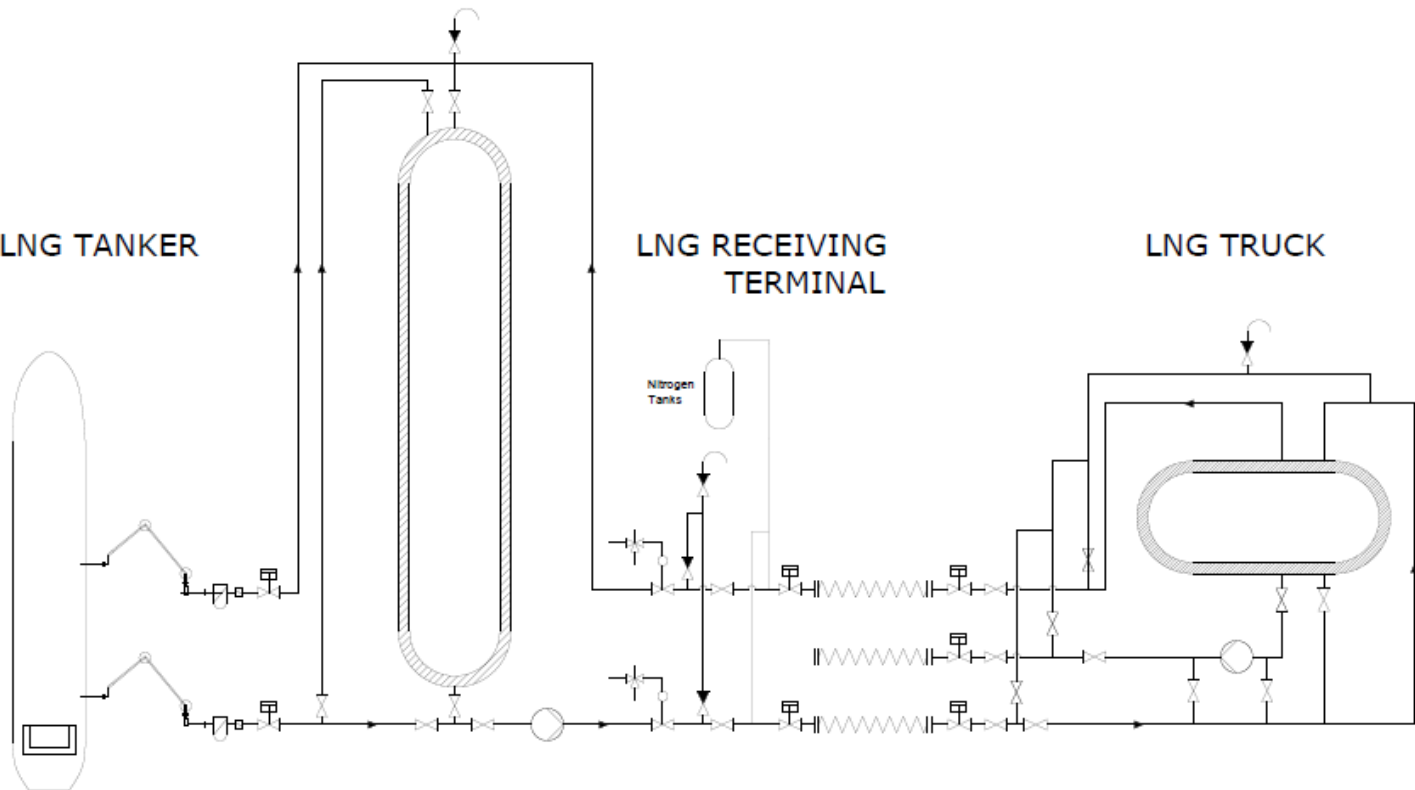
LAMPIRAN III
DESAIN

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LNG TANKER

LNG RECEIVING
TERMINAL

LNG TRUCK

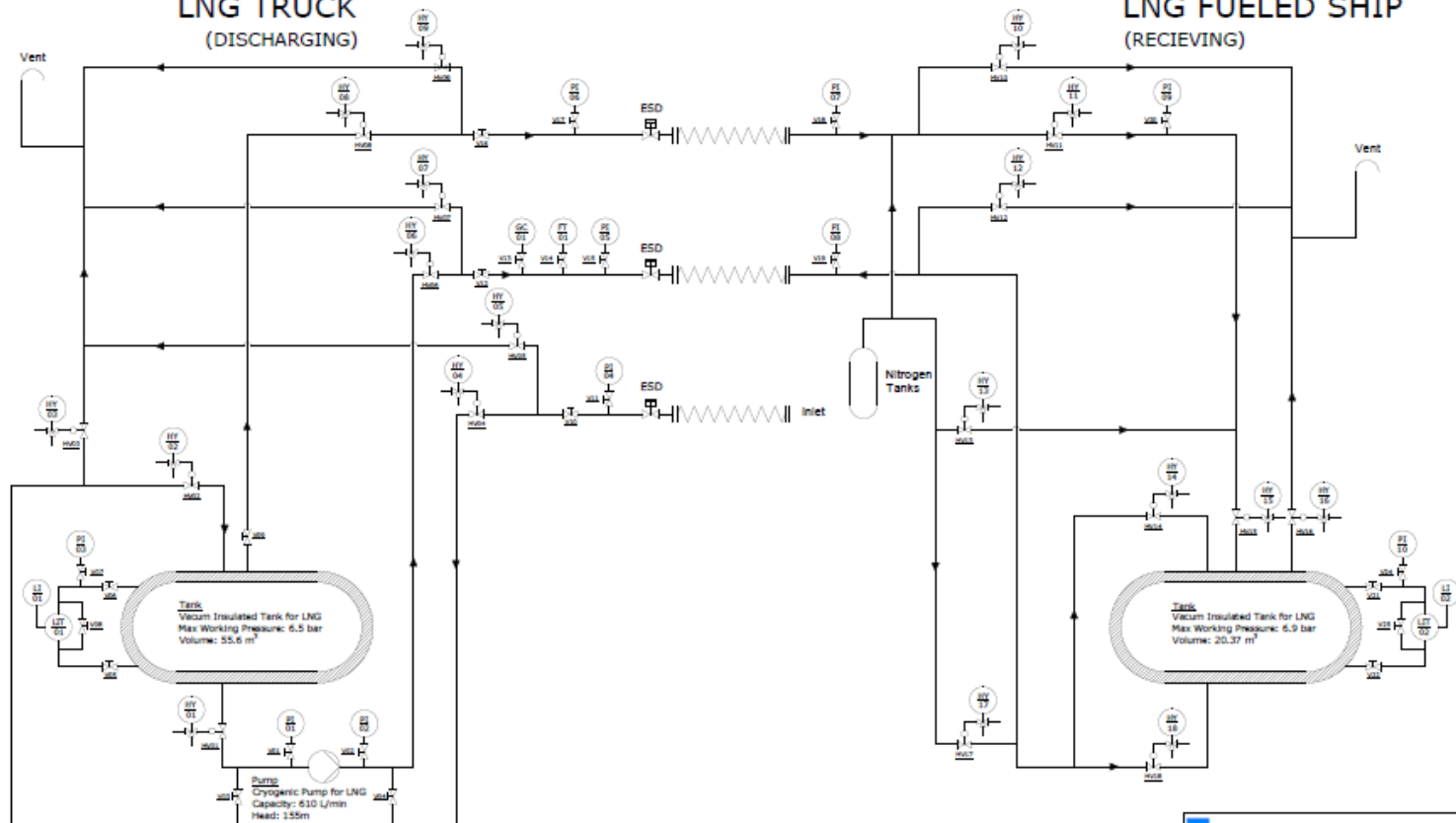


		DEPT. OF MARINE ENGINEERING - FTK - ITS MARINE RELIABILITY AND SAFETY LABORATORY	
<h2 style="text-align: center;">LNG BUNKERING</h2>			
<h3 style="text-align: center;">Process Flow Diagram</h3>			
LNG Bunkering TRUCK TO LNG Bunkering SHIP		Drawn by: Adi Nur Rizki	Sign:
Approved by: Prof. Dr. Nurul Huda Arifana S.T., M.Sc. Dr. Made Arifana S.T., M.T.		Sign:	
Date:	Sheeting	Sheeting no.:	REV:

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LNG TRUCK (DISCHARGING)

LNG FUELED SHIP (RECIEVING)

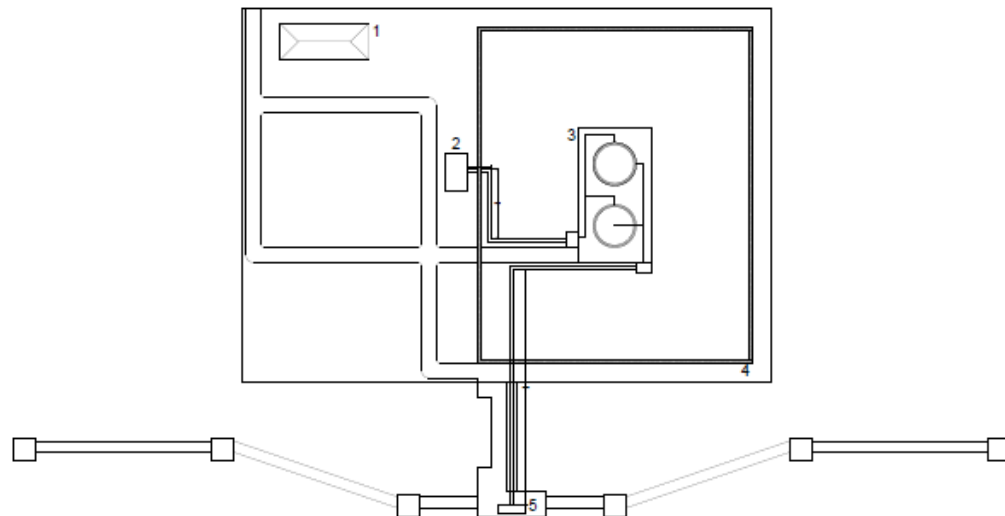


LEGEND


	Valve, 3-way		Vent		TE	Temperatur Sensor		PI	Pressure Indicator
	Valve, manual		HY	Valve, Selenoid	FT	Flow Transmitter		PIT	Pressure Indicat. Transm.
	Valve,safety		HV	Valce, Pneumatic	DPT	Diff. Pressure Transmitter			
	Flange		LI	Level Indicator	SV	Safety Valve			
	Vacuum Insulated Piping		PT	Pressure Transmitter	GC	Gas Chromatograph			

Process Flow Diagram LNG BUNKERING			
LNG Bunkering Truck ITS LNG Fuelled Ship		Drawn by: Adh. Mas Wizar Approved by: Prof. Dr. Nurul Bada Ariana S.T., M.Sc. Dr. Made Ariana S.T., M.T	
Date	Scale	Drawing no.:	Rev:

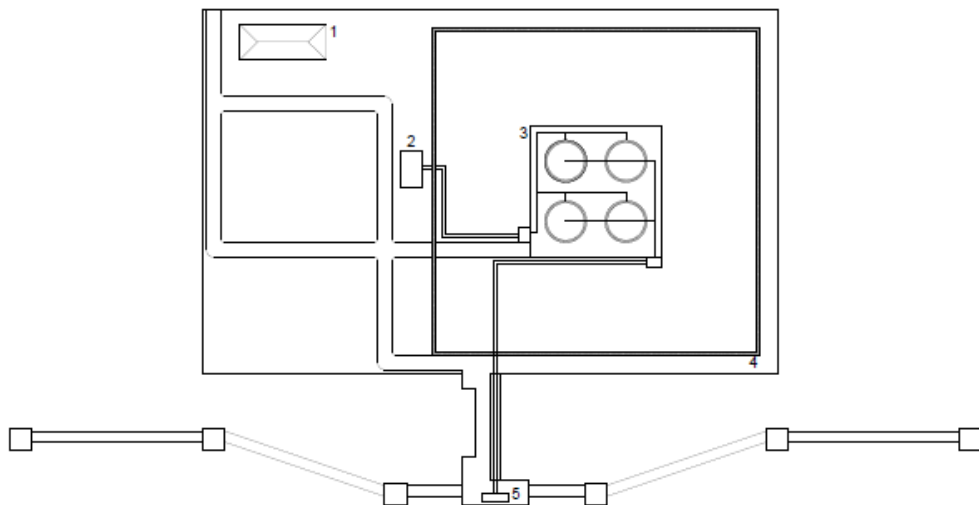
“Halaman ini sengaja dikosongkan”



LEGEND	
1	Office & Control Room
2	Loading Pump to Truck
3	LNG Storage Tank
4	Impoundment
5	Unloading Armhouse


 DEPT. OF MARINE ENGINEERING - FTK - ITS MARINE RELIABILITY AND SAFETY LABORATORY	
<h1>LNG BUNKERING</h1>	
<h2>Layout</h2>	
LNG RECEIVING TANKS (Category I)	Drawn by : A.J. HAN HIRAT Approved by : Prof. Dr. Nurul Huda Arifana S.T., M.Sc. Dr. Made Arifana S.T., M.T.
Date : 11/11/2020	Drawing no : REV :

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

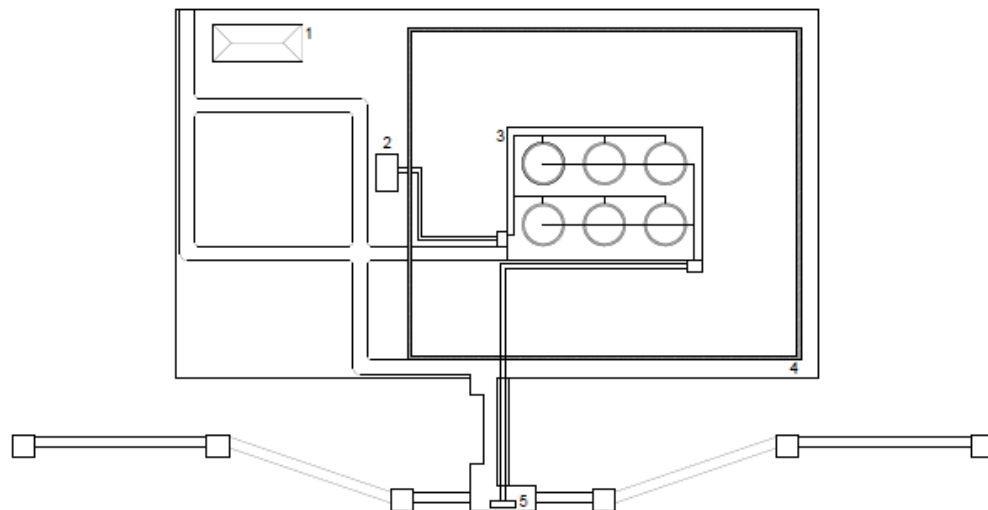


LEGEND


1	Office & Control Room
2	Loading Pump to Truck
3	LNG Storage Tank
4	Impoundment
5	Unloading Armhouse

 DEPT. OF MARINE ENGINEERING - PTK - ITS MARINE RELIABILITY AND SAFETY LABORATORY	
LNG BUNKERING	
Layout	
Drawn by: Full Name: Rizki Initials: RZ Date: 10/10/2020	Checked by: Name: Dr. Nuzul Bada Ardana S.T., M.Sc. Title: Dr. Nuzul Bada Ardana S.T., M.Sc.
Date: 10/10/2020	Drawing no.: 001

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



LEGEND	
1	Office & Control Room
2	Loading Pump to Truck
3	LNG Storage Tank
4	Impoundment
5	Unloading Armhouse

 <div>DEPT. OF MARINE ENGINEERING - FTK - ITS MARINE RELIABILITY AND SAFETY LABORATORY</div>			
LNG BUNKERING			
Layout			
LNG RECEIVING TERMINAL KADUNGAN IIS	Drawn by : Aldi Nisa Helzer	Signed : _____	
	Approved by : Prof. Dr. Ketut Budi Ariana S.T., M.Sc. Dr. Made Ariana S.T., M.T.	Signed : _____	
Date : 12/2020	Scaling : 1:1000	Drawing no. :	REV. :

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

KESIMPULAN

V.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis data dan pembahasan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, maka pada studi kali ini dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Setelah dilakukan perhitungan kebutuhan LNG dan frekuensi kunjungan pada setiap pelabuhan, lokasi bunkering diurutkan menjadi tiga skenario dengan penambahan satu lokasi bunkering pada setiap skenarionya. Skenario I memakai Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar, Ambon, dan Sorong sebagai pelabuhan lokasi bunkering LNG. Skenario II memakai enam pelabuhan pada skenario I ditambah dengan pelabuhan Bau-bau. Skenario III memakai tujuh pelabuhan pada skenario II ditambah dengan pelabuhan Jayapura.
2. Skema bunkering LNG yang dipakai pada setiap pelabuhan adalah *Truck to Ship*, sesuai dengan opsi yang terpilih. Truk LNG dengan kapasitas 50m^3 akan mengangkut LNG dari terminal penerima menuju pelabuhan *bunkering*.
3. Penempatan tangki LNG yang dipasang pada armada kapal Peln, yaitu tangki LNG dengan tipe ISO Tank C 20ft, dipasang di bagian buritan kapal dan mengacu pada IMO MSC. 285 (86).
4. Layout terminal penerima LNG dibagi menjadi tiga kategori berdasarkan kebutuhan tangki. Tangki LNG yang dipasang pada terminal LNG ditentukan menggunakan kapasitas yang sama pada setiap terminal, yaitu tipe *vertical insulated* dengan kapasitas 300m^3 . Layout kategori I: 1-2 tangki, kategori II: 3-4 tangki, dan kategori III: 4-6 tangki.
5. Untuk kebutuhan LNG pada setiap terminal penerima LNG didapat dari Tangguh LNG dan Badak LNG. LNG dari Badak akan memasok terminal penerima pada pelabuhan Tanjung Priok, Surabaya, Balikpapan, Makassar dan Ambon (*Cluster*

- I). Sedangkan LNG dari Tangguh akan memasok terminal penerima pada pelabuhan Ambon, Sorong dan Jayapura (*Cluster II*). Untuk transportasi LNG dari *plant* menuju terminal penerima digunakan LNG tanker dengan kapasitas 7500m^3 untuk melayani *cluster I* dan ukuran 2500m^3 untuk melayani *cluster II*.
6. Kajian ekonomi pada penyedia LNG dibedakan pada setiap skenario *bunkering* LNG dan variasi margin penjualan LNG. Dari hasil perhitungan, skenario *bunkering I* pada setiap variasi margin (\$3, \$3.5, \$4 dan \$4.5) menghasilkan *payback period* di bawah 20 tahun, tetapi nilai IRR terpenuhi pada margin minimal \$3.5. Sedangkan skenario *bunkering II* dan III menghasilkan *payback period* di bawah 20 tahun pada margin minimal \$3.5.
 7. Kajian ekonomi pada kapal PelnI dibedakan pada setiap skenario *bunkering* LNG dan variasi harga beli LNG dan harga beli HSD. Pada setiap skenario *bunkering* LNG, *payback period* berada dibawah 20 tahun jika harga beli LNG maksimal \$4 dan harga HSD \$5.5. Sedangkan jika harga HSD berada di nilai \$0.39 dan harga beli LNG pada variasi terendah, yaitu \$11, investasi menjadi tidak ekonomis.
 8. Dengan nilai IRR yang sama baik dari penyedia LNG dan PelnI, pada skenario *bunkering I* dengan IRR 18% menghasilkan harga LNG sebesar \$11.8, skenario *bunkering II* dengan IRR 15.5 menghasilkan harga LNG \$11.9 dan skenario *bunkering III* dengan IRR 14.5 menghasilkan harga LNG \$12.05.

V.2 Saran

Dalam batasan yang ada pada studi kali ini dan pembahasan yang telah dilakukan, beberapa saran yang dapat disampaikan antara lain:

1. Pada studi kali ini kebutuhan bahan bakar didapatkan dari perhitungan data sekunder. Perlu dibandingkan dengan catatan penggunaan bahan bakar di lapangan jika tersedia.

2. Beberapa metode bunkering baru seperti dengan melakukan penggantian tangki LNG (ISO Tank Type C) secara langsung bisa menjadi salah satu opsi lain dalam pemilihan skema bunkering.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSATAKA

- Armita, I. P. Y., 2011. *Optimasi Rantai Pasok LNG: Studi Kasus Kebutuhan LNG di Balik*. Surabaya: s.n.
- Artana, K. B., 2008. Pengambilan Keputusan Kriteria Jamak (MCDM) untuk Pemilihan Lokasi Floating Storage and Regasification Unit (FSRU): Studi Kasus Suplai LNG dari Ladang Tangguh ke Balik. *Jurnal Teknik Industri* , pp. 97-111.
- DNV, 2014. *Liquefied Natural Gas (LNG) Bunker Study*, s.l.: Maritime Administration.
- ESDM, K., 2014. *Kebijakan Alokasi Gas Bumi Untuk Dalam Negeri*. Jakarta: s.n.
- Fitra, M. R., 2015. *Studi Kelayakan Konversi Diesel Engine Berbahan Bakar Minyak Menjadi Dual Fuel Diesel Engine Pada Kapal Container 368 TEU*. Surabaya: Teknik Sistem dan Pengendalian Kelautan.
- Herdzik, J., 2011. LNG As A Marine Fuel – Possibilities And Problems. *KONES Powertrain and Transport*, Volume 18.
- Pelni, 2015. *Annual Report 2014*. Jakarta: s.n.
- Pujawan, I. N., 2012. *Ekonomi Teknik*. Surabaya: Guna Widya.
- Rochyana, M. F., Jinca, M. Y. & Siahaya, J., 2014. MDO and LNG as Fuels (Duel Fuel) to Support Sustainable Maritime Transport (A Case Study in KM. Ciremai). *International Refereed Journal of Engineering and Science (IRJES)*, Volume 3, pp. 32-38.
- Saaty, T. L., 2008. Decision Making With Analytic Hoerarchy Process. *Int. J. Services Sciences*, Volume 1, pp. 83-98.
- Saputro, G., 2015. *Kajian Teknis dan Ekonomis Sistem Bunkering LNG untuk Bahan Bakar Gas di Kapal*. Surabaya: Teknik Sistem Perkapalan ITS.
- Soegiono & Artana, K. B., 2005. *Transportasi LNG Indonesia*. Surabaya: Airlangga University Press.

Syukran & Suryadi, D., 2007. Estimasi Penghematan Biaya Operasi PLTU dengan Cara Penggantian Bahan Bakar. *Jurnal Teknik Mesin*, Volume 9, pp. 59-66.

BIODATA PENULIS



Penulis dengan nama lengkap Adi Mas Nizar, lahir di Sangatta, Kalimantan Timur pada tanggal 31 Desember 1993. Setelah mengenyam pendidikan dasar hingga sekolah menengah pertama di YPPSB Sangatta, penulis melanjutkan sekolah menengah atas di SMAN 1 Sangatta Utara sebelum akhirnya melanjutkan studinya di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan pada tahun 2012. Selama kuliah, penulis aktif berorganisasi di UKM Fotografi ITS (Ukafo) dan menjadi ketua pada tahun ketiganya. Di tahun yang sama juga penulis memulai bergabung di Laboratorium Keandalan dan Keselamatan Kapal dan menjadi kapten di tahun keempatnya. Penulis menekuni bidang Reliability, Availability, Maintenance and Safety (RAMS) dan menyelesaikan studinya dalam waktu delapan semester.

Adi Mas Nizar
masnizar.adi@gmail.com

“Halaman ini sengaja dikosongkan”